

**INFORME DE LA PRUEBA DE EXTRACCIÓN Y ESTUDIO DE
PRE-VIABILIDAD PARA LA RECUPERACIÓN DE BIOGÁS EN EL
RELLENO SANITARIO EL TRÉBOL
CIUDAD DE GUATEMALA, GUATEMALA**

Preparado para:



United States Environmental Protection Agency
Landfill Methane Outreach Program
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460
202.343.9248

Y



United States Agency for International Development/Guatemala
Unit #3323
APO AA 34024
Guatemala City, Guatemala
502.2422.4000

Preparado por:

SCS ENGINEERS

11260 Roger Bacon Drive
Reston, Virginia 20190
703.471.6150

Octubre del 2005
File No. 02200903.00

ÍNDICE

<u>Sección</u>	<u>Página</u>
Resumen Ejecutivo.....	ES-1
1.0 Introducción	1-1
1.1 Objetivos y Metodología.....	1-1
1.2 Antecedentes del Uso de Biogás.....	1-2
1.3 Limitaciones del Proyecto	1-3
2.0 Información Del Proyecto	2-1
2.1 Antecedentes del Relleno Sanitario	2-1
2.2 Índices de Disposición de Residuos Sólidos.....	2-3
2.3 Composición de Residuos.....	2-6
3.0 Programa De Prueba De Extracción De Biogás.....	3-1
3.1 Información sobre la Prueba de Extracción	3-1
3.2 Actividades y Resultados de la Prueba de Extracción	3-5
3.3 Interpretación de Resultados de Prueba de Extracción.....	3-9
4.0 Proyecciones De Recuperación De Biogás	4-1
4.1 Introducción	4-1
4.2 Modelo Matemático de Biogás	4-1
4.3 Resultados del Modelo de Biogás.....	4-6
5.0 Sistema De Colección Y Uso De Biogás.....	5-1
5.1 Introducción	5-1
5.2 Diseño preliminar del Sistema de Colección y Control	5-1
5.3 Construcción Inicial del Sistema de Colección	5-1
6.0 Evaluación De Costos Del Proyecto.....	6-1
6.1 Costos del Sistema de Colección y Quema de Biogás.....	6-1
6.2 Costos del Proyecto de Generación de Energía Eléctrica.....	6-2
6.3 Costos del Proyecto de Uso Directo	6-3
7.0 Evaluación Económica.....	7-1
7.1 Resumen de Suposiciones.....	7-1
7.2 Gastos del Proyecto.....	7-2
7.3 Ganancias Del Proyecto.....	7-3
7.4 Resumen de Evaluaciones Económicas	7-3

8.0	Beneficios Ambientales	8-1
8.1	Reducciones de Emisión de Gas Invernaderos	8-1
8.2	Beneficios ambientales de la Utilización de Biogás	8-2
9.0	Conclusiones Y Recomendaciones	9-1
9.1	Conclusiones y Recomendaciones	9-1

TABLAS

ES-1	Resumen de Evaluación Económica	ES-3
2-1	Historial de Índices de Disposición Relleno Sanitario El Trébol, Guatemala	2-4
2-2	Proyeccion de Futuros Indices de Disposición Relleno Sanitario El Trébol, Guatemala	2-5
2-3	Estimado de Residuos disponibles para la Producción de Biogás	2-6
2-4	Datos Sobre Composición de Residuos	2-7
3-1	Programa de Prueba de Extracción Condiciones Estáticas	3-6
3-2	Resumen de Resultados de Monitoreo En Pozo 1	3-7
3-3	Datos de Monitoreo de Prueba de Extracción - Sonda 1-C	3-9
4-1	Comparación de Composición de Residuo (%)	4-4
4-2	Calculo del Valor Lo	4-5
4-3	Resumen de Resultados del Modelo de Biogás	4-7
6-1	Costos Presupuestales del Sistema Inicial de Colección y Control del Biogás	6-1
6-2	Costos Presupuestales para Planta de Energía con Generadores IC	6-3
6-3	Costo Presupuestal del Proyecto de Uso Directo	6-4
7-1	Resumen de Evaluación Económica - Escenario de Planta de Energía	7-4
7-2	Resumen de Evaluación Económica - Escenario de Uso Directo	7-4
8-1	Resumen de Reducciones Proyectadas de Emisión de Gases Invernaderos (GHG)	8-1

FIGURAS

2-1	Relleno Sanitario El Trébol	2-2
3-1	Diagrama Típico de Cabeza de Pozo y Pozo de Extracción	3-2
3-2	Diagrama Típico de Sonda de Monitoreo	3-3
3-3	Diagrama Trazado para Sistema de Prueba de Extracción	3-4
3-4	Datos de Flujo Y Metano del Pozo 1	3-7
3-5	Zonas de Influencia de Prueba de Bombeo	3-11

ANEXOS

A	Resumen de Resultados de Prueba de Extracción
B	Proyecciones de Recuperación de Biogás
C	Estimados de Costos de Construcción
D	Evaluación Económica

RESUMEN EJECUTIVO

Este Estudio de Pre-Viabilidad trata con la posible implementación de un sistema de colección, control y uso del biogás en el Relleno Sanitario El Trébol ubicado en la Ciudad de Guatemala, Guatemala. SCS Engineers (SCS) ha preparado este informe para la programa Landfill Methane Outreach (LMOP) de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (U.S. EPA) y la Agencia de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (USAID)

El proyecto consistirá de la instalación de un sistema de colección de biogás para extraer el biogás para utilizarse como combustible para generadores de combustión interna en una planta de energía o trasladar el biogás por medio de una red de tubería a plantas industriales en la cercanía. Ambos escenarios incluyen la quema de biogás no utilizado. Las ganancias del proyecto serán creados por la venta de créditos por la reducción de emisiones de gases invernaderos y las ventas de energía eléctrica (exportando la energía a la red eléctrica o vendiendo el biogás a usuarios). Las reducciones de emisión son generadas por la combustión de metano, que compone un 50 por ciento del biogás. Metano tiene un potencial de calentamiento global 21 veces mayor que el dióxido de carbono (CO_2).

Como parte de esta investigación, se llevo acabo una prueba de extracción de biogás en el relleno sanitario El Trébol. Este prueba has proveído información adicional con respecto a la calidad y volumen de biogás disponible, al igual que información sobre las características de los residuos sólidos y los niveles de lixiviado en el lugar. Los resultados de esta prueba sustentan las proyecciones de recuperación de biogás calculados con modelo matemáticos.

En seguida se presenta un resumen de la información relevante del proyecto:

- El Relleno Sanitario El Trébol ha sido un sitio de disposición de residuos sólidos para la Ciudad de Guatemala. El área del relleno bajo consideración para esta estudio comenzó sus operaciones en el 1966 y se anticipa que se mantendrá en operación hasta el 2018, con una capacidad total de aproximadamente 11.4 millón de toneladas (10.34 toneladas métricas) de residuo sólidos urbanos (RSU) y residuos de construcción.
- El relleno actualmente acepta 309,000 toneladas anualmente y hasta el presente, tiene 6.4 millón de toneladas en in situ.
- El lugar consiste de un total de 16.2 hectáreas (ha).
- El propietario del relleno son dueños privados. Las operaciones del lugar son manejadas por el Departamento de Obras Publicas del Municipio de Guatemala (“MUNI”).
- El relleno es un cañón ubicado en la Ciudad de Guatemala. El máximo espesor de los residuos es de 100 metros.
- El relleno no tiene un sistema activo de colección y control del biogás.

- No existe documentos con datos exactos sobre cantidad de residuos en el lugar y esto se complica mas por los derrumbes de tierra, incluyen un derrumbe en el 1998 después de un huracán donde aproximadamente 1 millón de metros cúbicos de residuos fueron desplazados.
- Proyecciones de Recuperación de Biogás:
 - Recuperación proyectada de biogás en el 2006 se calcula que será aproximadamente 1,267 metros cúbicos por hora (746 pies cúbicos por minuto). El índice de recuperación se espera que aumente hasta alcanzar 1,700 metros cúbicos por hora (1,000 pies cúbicos por minuto) en el 2012 y alcanzar el máximo de 2,480 metros cúbicos por hora (1,460 pies cúbicos por minuto) in el 2019. La recuperación de biogás disminuirá después del 2019, alcanzando 600 metros cúbicos por hora in el 2030.
- Tamaño de Planta de energía:
 - Asumiendo que el arranque de la planta de energía sea para el 2007, se estima que habrá suficiente gas disponible para mantener una planta de energía de 2.12 MW. Ya que se espera que los índices de recuperación de biogás aumenten hasta la clausura del relleno, se puede considerar la extensión de la planta de energía. Sin embargo para propósitos de la evaluación económica, SCS solamente considero una planta de energía de 2.12 MW.
- Proyecto de Uso Directo:
 - Asumiendo que el arranque del proyecto de uso directo sea para el 2007, se estima que habrá suficiente biogás para vender aproximadamente 189,000 MMBtu por año a la planta de reciclaje de plásticos adyacente al relleno o a la cervecería a dos millas del lugar. Ya que se espera que los índices de recuperación de biogás aumenten hasta la clausura del relleno, se puede considerar una futura expansión del proyecto. Sin embargo y de modo conservativo, SCS asumió que no habrá una expansión al proyecto.
- Proyección de reducción de emisiones de metano:
 - Se estima que el desarrollo de un proyecto de uso de biogás en el relleno sanitario resultara en aproximadamente 1, 566,750 toneladas métricas de reducción de emisiones de CO₂e durante el 2006 hasta el 2020 por la reducción de emisiones de metano.
 - Se estima que el desarrollo de un proyecto de uso de biogás resultara en unas 140,360 toneladas métricas de reducciones de emisión de CO₂e durante el 2007 hasta el 2020 por el desplazamiento de electricidad producida por otras fuentes de energía.
 - Se estima que el desarrollo de un proyecto de uso directo a plantas industriales cerca resultara en unas 136,630 toneladas métricas de reducciones de emisión de CO₂e adicionales durante el 2007 hasta el 2020 por el desplazamiento otros combustibles

La evaluación económica del proyecto se analizó para el periodo de 2006-2020 bajo varios escenarios incluyendo el porcentaje de inversión inicial de patrimonio (25 o 100 por ciento), tipo de proyecto (planta de energía con combustión de biogás no utilizado o uso directo con combustión de biogás no utilizado) y precios de reducción de emisión (\$5 o \$6/ toneladas métricas de CO_{2e}). Se consideró el precio de venta de energía de \$0.060/kWh para el proyecto basado en el precio mayorista de venta de energía en Guatemala hasta julio del 2005¹. También se consideró un precio de venta de gas de \$5/MMBtu para un proyecto de uso directo pero la base para esta suposición es limitada. Datos sobre precio de gas no ha sido proveído por los usuarios industriales interesados en la compra de biogás.

Los resultados de este análisis indican que la viabilidad económica de este proyecto es favorable como para atraer inversionistas y desarrolladores bajo todos los escenarios analizados. El proyecto de uso directo tuvo valores presente neto y tasas interna de retorno mas altas que para un proyecto de planta de energía bajo los escenarios evaluados.

Un resumen de los resultados de la evaluación económica es presentado en la Tabla ES-1.

TABLA ES-1: RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

	Periodo del Proyecto	Precio de reducción de Emisión (\$/tonelada métricas)	Inversión Inicial de Patrimonio (%)	Valor Presente Neto (x1,000 \$)	Tasa Interna de Retorno (%)
Planta de energía	2006 - 2020	5	100	\$709	10.9%
	2006 - 2020	5	25	\$570	14.0%
	2006 - 2020	6	100	\$1,175	13.0%
	2006 - 2020	6	25	\$1,035	20.2%
Uso Directo	2006 - 2020	5	100	\$4,645	37.3%
	2006 - 2020	5	25	\$4,570	91.6%
	2006 - 2020	6	100	\$5,109	41.4%
	2006 - 2020	6	25	\$5,034	108.3%

¹ Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (AMM), un agencia federal responsable para la operación de plantas de energía eléctrica en Guatemala (www.amm.org.gt).

SECCION 1.0 INTRODUCCION

SCS Engineers (SCS) presenta este Informe de Pre-Viabilidad para la implementación de un proyecto de colección, control y uso de biogás en el Relleno Sanitario El Trébol en la Ciudad de Guatemala. SCS ha preparado este informe para LMOP y USAID de acuerdo a las condiciones delineadas en el Alcance de Trabajo en el contrato.

LMOP ha identificado el Relleno Sanitario El Trébol como candidato para un proyecto de uso de biogás por un sin número de razones incluyendo:

- Volumen del relleno sanitario, profundidad, edad y capacidad futura
- La disposición continua y futura capacidad del relleno resulta en una recuperación potencial de biogás significativa. Además, el uso de biogás como combustible en un proyecto en el relleno resulta en una reducción neta de emisiones de carbón directas por la combustión de metano y posiblemente indirectas por el desplazamiento de otros combustibles fósiles.

1.1 OBJETIVOS Y METODOLOGIA

Los objetivos de esta evaluación son los siguientes:

- Evaluar la viabilidad técnica y económica para el desarrollo de un proyecto de control y uso de biogás en el relleno sanitario
- Cuantificar la reducción de emisión de gases invernaderos al implementar un proyecto
- Proveerle a LMOP una herramienta para asistir a posibles desarrolladores in tomar decisiones sobre la necesidad de hacer investigaciones adicionales o seguir adelante con el desarrollo del proyecto en el relleno sanitario.

El método para este estudio incluyo las siguientes tareas:

- Revisar condicionales actuales e información disponible incluyendo cantidad de residuos y su composición, tipo de relleno y la configuración y datos meteorológicos
- Visitar el lugar para observar las operaciones del lugar y reunirse con el dueño y operador del relleno.
- Instalar tres pozos de extracción y sondas de monitoreo para la prueba de extracción; llevar acabo la prueba de extracción y evaluar los resultados
- Estimar el potencial de recuperación de biogás del relleno utilizando modelo matemático basado en información disponible, resultados de la prueba de extracción, y experiencia en relleno semejantes.

- Cuantificar el potencial de generación de electricidad usando el biogás como combustible o para vender el biogás a plantas industriales
- Estimar los elementos necesarios para el sistema de colección y utilización (números y profundidad de pozos, tamaños y cantidad de tubería, capacidad de quemador) para evaluar costos de capital y de operación necesarios para implementar la colección y quema de biogás en el relleno
- Estimar el costo de implementar un proyecto de recuperación de energía, incluyendo costos de capital y de operación.
- Estimar el costo de implementar un proyecto de uso directo, incluyendo costos de capital y de operación.
- Evaluar el proyecto basado en costos de capital y de operación y ganancias y calcular el valor presente neto como también la tasa interna de retorno

1.2 ANTECEDENTES DEL USO DE BIOGAS

Los rellenos sanitarios producen biogás según la materia orgánica se descompone para condiciones anaeróbicas (falta de oxígeno). El biogás tiene aproximadamente iguales partes de metano y dióxido de carbón y concentraciones minúsculas de compuestos orgánicos volátiles (VOC) y contaminantes del aire (HAP) entre otros. Metano y dióxido de carbón son considerados gases invernaderos (GHG) y contribuyen al calentamiento global, aunque el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) no considere el dióxido de carbón en el biogás como un GHG (es considerado ser biogénico y parte natural del ciclo de carbón).

El metano presente en el biogás sin embargo si es considerado un GHG. De hecho, metano es mucho más potente como GHG que el dióxido de carbón con un potencial de calentamiento 21 veces más que el CO₂. Por lo tanto, la captura y combustión de metano y su transformación a dióxido de carbón y agua en un quemador, generador u otro aparato resulta ser una reducción neta significativa de emisiones de GHG. Beneficios adicionales incluyen la mejora de la calidad del aire en el lugar tras la destrucción de VOC y HAP durante la combustión de biogás.

El biogás se escapa del relleno naturalmente de dos maneras: migración por el terreno adyacente o ventilación por la cubierta. En ambos casos, sin control y sin captura, el biogás (y el metano) alcanzara la atmósfera. El volumen e índice de las emisiones del metano de un relleno es relacionado con la cantidad de materia orgánica en el lugar, edad y contenido de humedad, técnicas de compresión, temperatura y tipo de materia y tamaño de las partículas. Mientras que el índice de emisión de metano disminuye después de que el relleno cierra, el lugar usualmente continua emitiendo metano por años (20 o mas) tras la clausura del mismo.

Un método común de controlar las emisiones de biogás es instalando un sistema de control y colección de biogás. Estos sistemas de control de biogás tienen un aparato de combustión diseñados para destruir el metano, VOC y HAP antes de ser emitidos a la atmósfera.

Biogás de buena calidad (aquel con alto contenido de metano y bajo contenido de oxígeno y nitrógeno) puede ser utilizado como combustible para desplazar el uso de combustibles

convencionales. El valor de caldeoamiento del metano esta entre los 400 y 600 Btus (Unidad termal británica) por pies cúbico estandarizado (scf), que es aproximadamente la mitad del valor de caldeoamiento de gas natural. Los usos de biogás caen entre las siguientes categorías: generación de energía eléctrica, uso directo para combustible de caldera, ascenso a gas de alto Btus y como combustible de vehículos. Este estudio considero los proyectos de uso directo y generación de energía eléctrica solamente.

1.3 LIMITACIONES DEL PROYECTO

Durante nuestra evaluación, SCS dependió de información proveída y varias suposiciones para completar el modelo de recuperación de biogás y la evaluación económica. El análisis es basado en dicha información y la experiencia de SCS con sistemas de coleccion y uso de biogás. Las limitaciones incluyen:

- Estimación de la producción de biogás es basado en análisis sin pruebas de campo, observaciones del relleno y sus operaciones.
- Ya que el relleno actualmente no tiene un sistema recuperación de biogás, el análisis económico utiliza costos típicos de sistemas semejantes en vez de información específica al proyecto.
- Las proyecciones de recuperación de biogás has sido preparados de acuerdo al cuidado y habilidades ejercido por profesionales de gran reputación en el tema de biogás, bajo circunstancias o localidades semejantes. NO hay otra garantía, expresada o implicada, solo las opiniones profesionales presentadas en este documento. Cambios en el uso de predio y sus condiciones (i.e. cambios de cantidad de precipitación, niveles de agua, operación, y/o cubierta final u otros) puede afectar la recuperación del biogás. SCS no garantiza la cantidad ni calidad del biogás disponible.
- Este Estudio de Pre-Viabilidad ha ciertas suposiciones con respecto a la disponibilidad y accesibilidad a área del relleno sanitario para la instalación del sistema de coleccion de biogás basado en la información disponible al momento de hacer el estudio. Hasta el presente, existen partes del relleno que no esta disponible para la instalación de pozos pero podrán estarlo en un futuro. Información adicional con respecto a las fechas de accesibilidad a estas partes seria necesaria para evaluar el impacto de estas en la viabilidad del proyecto.
- Aunque una prueba de extracción de biogás ayuda reducir las incertidumbres en la predicción de la recuperación de biogás, todavía existen algunas limitaciones. Primero, la prueba fue ejecutada en una pequeña área del relleno sanitario y se asumió que los resultados se la prueba pueden ser aplicados al relleno sanitario en su totalidad. Segundo, la prueba de extracción solamente puede indicar la cantidad de biogás disponible durante el periodo de ejecución y no sobre las futuras cantidades.
- Esta evaluación es preparada para el uso exclusivo de LMOP y USAID para este Estudio de Pre-Viabilidad. Ningún otro individuo, conocido o desconocido a SCS es beneficiario de este informe, o la información contenida en el. El uso de este informe será su propio riesgo. SCS no asume ninguna responsabilidad por la exactitud en la información obtenida, recolectada o proveído por otras personas.

SECCION 2.0

INFORMACION DEL PROYECTO

2.1 ANTECEDENTES DEL RELLENO SANITARIO

El Relleno Sanitario El Trébol es un relleno sanitario de residuos sólidos urbanos (RSU) ubicado en la parte central de la Ciudad de Guatemala, Guatemala. El lugar consiste de un cañón de aproximadamente 100-2500 metros de ancho y 100 m de profundidad. De acuerdo a un informe del 1999 por Parsons Infrastructure and Technology Group, Inc. (“Informe Parsons”) a la Agencia de Desarrollo Internacional de los EEUU (USAID)², las partes superiores del cañón fueron rellenas antes del 1966 y luego cerradas y ahora son un campo de fútbol.

Desde el 1966, el relleno se ha extendido 650 metros a norte del campo de fútbol y cubre unas 16.2 hectáreas (ha). La parte inferior (200m) del relleno es el área de operaciones activas y el resto del relleno ha cerrado. Una carretera de servicio separa el área de disposición actual al norte del área clausurada al sur. La profundidad de los residuos alcanza unos 100 metros. La Figura 201 del Informe Parsons (presentada aquí como la Figura 2-1) señala el área de relleno sanitario hasta febrero del 1999.

Las operaciones del lugar son manejadas por el Departamento de Obras Publicas del Municipalidad de la Ciudad de Guatemala (“MUNI”). De acuerdo al Informe Parsons, MUNI no limita el acceso al relleno permite que los vehículos de residuos entra por la carretera de servicio y deposita los residuos al norte de la carretera. Los depósitos son desparramados por maquinaria pesada y los guajeros recuperan materiales como vidrio y metales que podrán tener valor. La maquinaria de la MUNI transporta los residuos del norte de la carretera al área conocida como “la playa” que esta al mismo nivel que la carretera. Cuando se acumulan los residuos en “la playa”, la maquinaria municipal lleva los residuos hasta el final de “la playa y caen al cañón.

A la fecha del Informe Parsons (1999), la MUNI no cobraba cuota por hacer depósitos de residuos, no aplicaba cubierta de tierra ni practicaba el manejo de lixiviado. No existe sistema de colección ni de venteo de biogás en el lugar. En el 2005, el dueño del relleno - Rellenos de Guatemala- reporto que una porción del lugar (unas 3-4 hectáreas) tiene un cubierta 40 cm y estaba cercada y esta actualmente disponible para la instalación de los equipos para la colección de biogás. El resto del lugar es operado por la MUNI y no esta disponible actualmente para la extracción de biogás.

² “Final Report, El Trébol Landfill, Guatemala City, Guatemala” Parsons Infrastructure and Technology Group, Inc. December 1999

NOTA: INTERVALOS DE 100 METROS DEMOSTRADO A LO LARGO DE LÍNEA DE BASE

LÍMITE DEL RELLANO

FONDO DEL CAÑON LLENO DE RUINA

ÁREA ACTIVA EXISTENTE

CAMINO DE SERVICIO

ÁREA DE RECICLAGE PROPUESTA

RELLANO EN FEBRERO DE 1999

LÍNEA DE BASE

POZOS INSTALADOS EN ESTA AREA



SCALE IN FEET

SCS ENGINEERS

DRAWN BY: BJD DATE: 10-7-05 FILE NAME: M:\02200903.00\FIGURE 2-1

Diagrama 2-1 El Trébol Landfill

2.2 INDICES DE DISPOSICION DE RESIDUOS SÓLIDOS

En El Trébol, no existen documentos oficiales con la cantidad de depósitos en el lugar. La mejor fuente información con índices de disposición es el Informe Parsons, que desarrollo estimados de disposición basado en un mapa topográfico, fotos del lugar en 1966, 1990 y 1999 y un estudio del lugar con fecha del 1991 por la Japan International Cooperation Agency (“Informe JICA”).³ El volumen de residuos fue convertido en toneladas después de considerar los siguientes factores:

- Una gran parte de los residuos son residuos de construcción
- En el 1998, el Huracán Mitch causo un gran derrumbe de tierra que aproximadamente 1 millón de metros cúbicos fueron se deslizaron por el cañón.
- Como fue mencionado el Informe JICA, los residuos depositados contiene un gran contenido de residuos. Depositados estimados en el Informe Parsons fueron reducidos para eliminar la porción de agua en los residuos.⁴

La Tabla 2-1 es un resumen de los depósitos estimados del 1966 al 2004. Basado en esta información, al cierre del 2004, el relleno tenia un total de 6.2 millones de toneladas de residuos, incluyendo 3.9 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU) y 2.3 millones de toneladas de residuos de construcción.

Los futuros índices de disposición anual fueron calculados con los patrones de crecimiento en el Informe Parsons donde se presenta un aumento de 3.35 por ciento en RSU y un 2.5 por ciento de aumento anual en los residuos de construcción del 1995 al 2004. No hubo un estimado sobre la capacidad total del lugar disponible. Los operadores del lugar indican que el lugar tiene suficiente capacidad para los próximos 10 años y no existe fecha de clausura.

SCS estimo que la fecha de clausura del relleno basado en los estimados de la cantidad de residuo hasta el 1999 y la fracción del cañón ya rellena hasta el 1999. La Figura 2-1 presenta que aproximadamente un tercio del cañón había sido relleno para febrero del 1999 y un 20 por ciento adicional del área del relleno tenia residuos en el fondo. Basado en este plano, se estimo que un 40 por ciento de la capacidad del relleno había rellena para febrero del 1999. Usando los estimados de disposición en la Tabla 2-1, se calculo 4.56 millones de toneladas de residuos habían sido depositados hasta febrero del 1999. Esto implica un capacidad total de 11.4 millones de toneladas. La Tabla 2.2 presenta un estimado de los futuros índices de disposición que fueron desarrollados con el método descrito anteriormente. Como se presenta en la Tabla, las suposiciones de los futuros índices de disposición y el estimado de la capacidad futura sugieren la clausura del relleno para el 2018.

³ “The Study of Solid Waste Management in Metropolitan Areas of Guatemala City.” Japan International Cooperation Agency. September 1991

⁴ El contenido de humedad en los residuos ya depositados (excluyendo residuos de construcción) fue calculado a ser 62.65% en el Informe JICA. Estimados de depósitos en el Informe Parsons fueron ajustados cuando se multiplico por 46.69% compensar por el contenido de humedad de 20% (basado en la ración de contenido sólido o 37.35%/80%) que fue presentado como “típico” en el Informe Parsons. Se debe señalar que el contenido de humedad de 20% es típico de residuos estadounidense pero los residuos de países no desarrollados tienden a tener mayores cantidades de alimento.

**TABLA 2-1: HISTORIAL DE INDICES DE DISPOSICION
RELLENO SANITARIO EL TRÉBOL, GUATEMALA**

Año	RSU no ajustado (toneladas/año)¹	RSU ajustado (tonelada/año)²	Residuos de Construcción (toneladas/año)	Total (tonelada/año)
1966	83,693	39,076	14,132	53,208
1967	86,686	40,474	14,485	54,959
1968	89,786	41,921	14,847	56,768
1969	92,997	43,420	15,218	58,638
1970	96,323	44,973	15,599	60,572
1971	99,768	46,582	15,988	62,570
1972	103,336	48,248	24,582	72,830
1973	107,031	49,973	25,197	75,170
1974	110,859	51,760	25,827	77,587
1975	114,824	53,611	26,47	80,083
1976	118,930	55,528	27,134	82,662
1977	123,183	57,514	27,813	85,327
1978	127,588	59,571	28,508	88,079
1979	132,151	61,701	38,961	100,662
1980	136,877	63,908	39,935	103,843
1981	141,772	66,193	40,933	107,126
1982	158,590	74,046	45,313	119,359
1983	177,402	82,829	50,161	132,990
1984	198,446	92,654	55,529	148,183
1985	222,025	103,663	61,481	165,144
1986	224,244	104,700	78,700	183,400
1987	226,485	105,746	78,660	184,406
1988	228,749	106,803	78,621	185,424
1989	231,035	107,870	78,582	186,452
1990	233,132	108,849	78,471	187,320
1991	266,383	124,374	80,433	204,807
1992	274,743	128,278	82,444	210,722
1993	283,361	132,301	84,505	216,806
1994	292,243	136,448	86,617	223,065
1995	301,398	140,723	88,783	229,506
1996	311,505	154,442	91,002	236,444
1997	321,950	150,318	93,277	243,595
1998	332,743	155,538	95,609	250,967
1999	343,897	160,556	98,000	258,566
2000	355,423	165,947	100,450	266,397
2001	367,334	171,508	102,961	274,469
2002	379,641	177,254	105,535	282,789
2003	392,360	183,193	108,173	291,366
2004	405,502	189,329	110,877	300,206
TOTAL	8,294,395	3,872,653	2,329,815	6,202,468

Notas: 1. Depósitos de residuos (excluyendo residuos de construcción) antes de ajustes dado al contenido de humedad en exceso de 20%

2. Ajuste a 20% contenido de humedad multiplicando la cantidad por 47.65%

**TABLA 2-2: PROYECCION DE FUTUROS INDICES DE DISPOSICION
RELLENO SANITARIO EL TRÉBOL, GUATEMALA**

Año	RSU no ajustado (toneladas/año)¹	RSU ajustado (tonelada/año)²	Residuos de Construcción (toneladas/año)³	Total (tonelada/año)	Residuos Cumulativo en el Relleno (toneladas)⁴
2005	419,100	195,700	113,600	309,300	6,511,768
2006	433,100	202,300	116,400	318,700	6,830,468
2007	447,600	209,100	119,300	328,400	7,158,868
2008	462,600	216,100	122,300	338,400	7,497,268
2009	478,100	223,300	125,400	348,700	7,845,968
2010	494,100	230,800	128,500	359,300	8,205,268
2011	510,700	238,500	131,700	370,200	8,575,468
2012	527,800	246,500	135,000	381,500	8,956,968
2013	545,500	254,800	138,400	393,200	9,350,168
2014	563,800	263,300	141,900	405,200	9,755,368
2015	582,700	272,100	145,400	417,500	10,172,868
2016	602,200	281,200	149,000	430,200	10,603,068
2017	622,400	290,600	152,700	443,300	11,046,368
2018	497,916	232,478	121,154	353,632	11,400,000
TOTAL	7,187,616	3,356,778	1,840,754	5,197,532	11,400,000

- Notas: 1. Depósitos de residuos (excluyendo residuos de construcción) antes de ajustes dado al contenido de humedad en exceso de 20%, asumiendo un aumento anual de 3.35%
2. Multiplicado por 46.69% para ajustar la cantidad a tener un contenido de humedad de 20%
3. Asume un aumento anual de 2.5% en la disposición de residuos de construcción
4. Cantidad de residuos en el lugar a partir del 1/1/2005

No todos los residuos depositados están disponibles para la producción de biogás. Como fue señalado anteriormente, el Informe Parsons describe el derrumbe de tierra en el 1998 donde aproximadamente 1 millón metros cúbicos de residuos se deslizaron en el cañón. Un derrumbe semejante pero mas pequeño ocurrió en el 1990 donde se deslizaron alrededor de 140,000 yardas cúbicas en el cañón. La Figura 2-1 señala que el fondo del cañón esta cubierto por residuos. También existen áreas del relleno ya cerradas que no están disponible para la extracción de biogás porque hay edificado casas o las áreas son para de las operaciones de reciclaje. El Informe Parsons ha cuantificado la cantidad de residuos no disponible dado a los derrumbes de tierra. El análisis del Informe Parsons solamente incluye la disposición de residuos durante 1985-1998 y no provee información sobre la disponible de residuos depositados antes del 1985 para la extracción de biogás. La omisión de estos depósitos se basa en que residuos en el lugar antes del 1985 no generaran biogás. SCS acepta esta omisión ya que las proyecciones de modelo de biogás para los países en desarrollo (donde una gran cantidad de alimentos es depositada) señalan un rápido decrecimiento en la producción de biogás. La Tabla 2-3 presenta un resume de los estimados de al cantidad de residuos disponible para la producción de biogás a partir del 2005, basado en los estimados en la Tabla 5-1 del Informe Parsons (asumiendo que todos los residuos depositados después de 1998 están disponibles)

TABLA 2-3: ESTIMADO DE RESIDUOS DISPONIBLES PARA PRODUCCION DE BIOGAS RELLENO SANITARIO EL TRÉBOL, GUATEMALA

Año	RSU ajustado (tonelada/año)	Residuos de Construcción (toneladas/año)	Total de Residuos (tonelada/año)	fracción Disponible (%)	RSU disponible (toneladas/año)	Residuos de Construcción disponible (toneladas/año)	Total de Residuos disponible (toneladas/año)
1985	103,663	61,481	165,144	60%	62,198	36,889	99,087
1986	104,700	78,700	183,400	60%	62,820	47,220	110,040
1987	105,746	78,660	184,406	50%	52,873	39,330	92,203
1988	106,803	78,621	185,424	50%	53,401	39,311	92,712
1989	107,870	78,582	186,452	0%	0	0	0
1990	108,849	78,471	187,320	100%	108,849	78,471	187,320
1991	124,374	80,433	204,807	100%	124,374	80,433	204,807
1992	128,278	82,444	210,722	100%	128,278	82,444	210,722
1993	132,301	84,505	216,806	100%	132,301	84,505	216,806
1994	136,488	86,617	223,065	100%	136,448	86,617	223,065
1995	140,723	88,783	229,506	100%	140,723	88,783	229,506
1996	145,442	91,002	236,444	100%	145,442	91,002	236,444
1997	150,318	93,277	243,595	0%	0	0	0
1998	155,358	95,609	250,967	0%	0	0	0
1999	160,556	98,000	258,566	100%	160,556	98,000	258,566
2000	165,947	100,450	266,397	100%	165,947	100,450	266,397
2001	171,508	102,961	274,469	100%	171,508	102,961	274,469
2002	177,254	105,535	282,789	100%	177,254	105,535	282,789
2003	183,193	108,173	291,366	100%	183,193	108,173	291,366
2004	189,329	110,877	300,206	100%	189,329	110,877	300,206
TOTAL	2,798,6670	1,783,181	4,581,851	78%	2,195,504	1,381,000	3,576,504

Notas: 1. El 40%-50% de los residuos in el 1985-1988 no están disponible para la generación de biogás ya que estas áreas están desarrolladas

2. Residuos depositados en 1989 y 1997-1998 se deslizaron en el cañón dado a los derrumbe de tierras

3. La cantidad de residuos de construcción es presentada pero se anticipa que la contribución de estos sea mínima.

Como se presenta en la Tabla 2-3, se calculo que alrededor del 78 por ciento de los residuos depositados entre 1985 y 2004, o 3, 576,504 toneladas, están intactas y ubicadas en lugares accesibles para la extracción de biogás. Se debe señalar que esas cantidades incluyen los residuos de construcción que tiene muy poca materia orgánica y se espera que produzcan mínimas cantidades de biogás. Por lo tanto, solamente los totales de RSU son utilizados para proyectar los índices de recuperación de biogás.

2.3 COMPOSICION DE RESIDUOS

La composición de residuos es muy importante para evaluar un proyecto de recuperación de biogás, especialmente el contenido de materia orgánica, contenido de humedad y la

degradabilidad de varias fracciones de los residuos. Por ejemplo, relleno sanitarios con grandes cantidades de alimentos (materia de alta degradabilidad) tienden a generar el biogás mas rápido pero por un plazo de tiempo mas corto. El efecto de composición de residuos en la generación de biogás es discutida en detalle en el Sección 4.

La Tabla 2-4 presenta un resumen de la composición de los residuos en El Trébol, basado en los informes ya publicados. No hubo información sobre la composición de los residuos en el relleno disponible durante la prueba de extracción dado método de perforación utilizado para instalar los pozos de extracción.

TABLA 2-4: DATOS SOBRE COMPOSICION DE RESIDUOS

COMPONENTE	FRACCIÓN DE RESIDUOS (%)
Alimentos y Césped	50.4
Papel y Cartón	18.1
Plásticos	10.1
Cuero, Textiles, Hueso	4.8
Metales	2.2
Vidrio	1.6
Cenizas, Residuos de construcción	6.1
Materia No Orgánica	6.7
TOTAL	100.0

Fuente: Tabla 2.5 del “Programa de Modernización del Manejo de Desechos Sólidos en la Ciudad de Guatemala”

SECCION 3.0

PROGRAMA DE PRUEBA DE EXTRACCION DE BIOGAS

3.1 INFORMACION SOBRE LA PRUEBA DE EXTRACCION

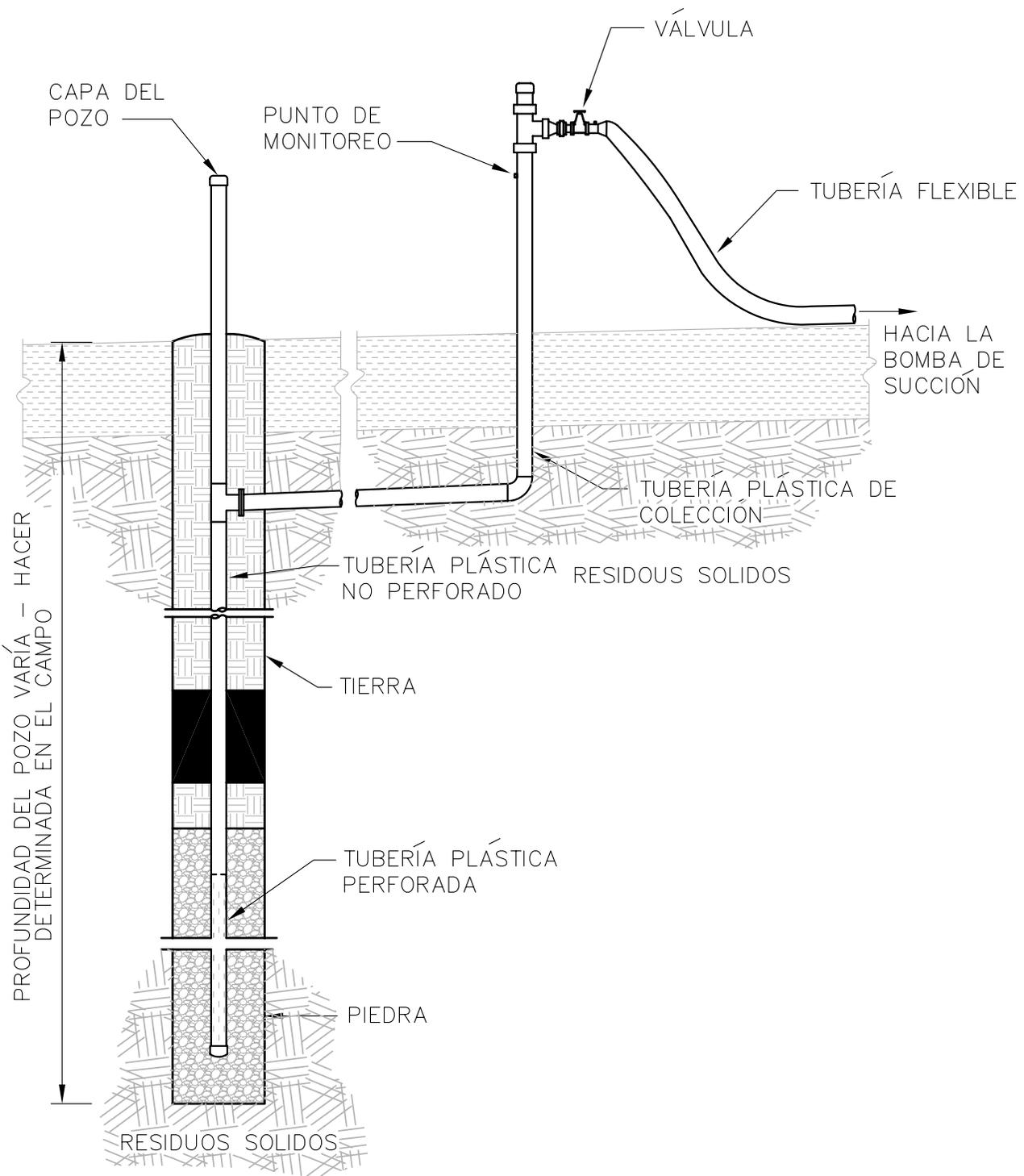
En el relleno sanitario El Trébol, se llevo acabo una prueba de extracción de biogás. Los objetivos de esta prueba de extracción fueron:

- Medir la presión del vacío y flujo mientras se extrae el biogás del relleno
- Medir los niveles de metano del biogás extraído durante la prueba de extracción
- Medir la presión del vacío en la sondas para estimar la influencia del vacío lateral de la prueba de extracción
- Medir los niveles de oxígeno del biogás extraído para verificar si existe filtración del aire a través de la cubierta de tierra
- Utilizar los resultados de la prueba de extracción para refinar las proyecciones de recuperación de biogás

Generalmente, la prueba de extracción consiste de los siguientes equipos:

- Un total de tres pozos verticales de extracción (Pozo 1, 2 y 3). Pozo 1 alcanzo los 75 pies (aproximadamente 23 metros) de profundidad. Pozos 2 y 3 alcanzaron los 100 pies (aproximadamente 30 metros). Los pozos de extracción fueron instalados en forma triangular con alrededor de 150 a 200 pies (45 - 60 metros) entre ellos. La Figura 3-1 presente un diagrama típico con la construcción de los pozos. Los formularios de la construcción de los pozos se pueden encontrar en el Anexo A.
- Un total de nueve sondas de monitoreo de presión y gas. Se instalaron tres sondas por cada pozo. Las sondas tenían una profundidad de 2 metros y se instalaron en línea recta a distancias de 5, 15, y 25 metros de cada pozo. La Figura 3-2 describe la construcción típica de las sondas de monitoreo.
- Una bomba de succión eléctrica (ventilador) fue utilizada para ejercer un vacío en los pozos y poder extraer el biogás de ellos. La bomba de succión fue conectada un generador eléctrico portátil diesel.
- Interconexión de los pozos y la bomba con tubería no perforada. Se instalaron válvulas de control de flujo en cada pozo y en la bomba para ajustar la presión del vacío y flujo en el sistema y en cada pozo. La Figura 3-3 es un diagrama con la instalación típica de una prueba de extracción de biogás.
- Equipo de medición de gas, flujo y presión. Se tomaron mediciones de la calidad de biogás (metano, oxígeno) y presión estática con un LandGEM 500 Infrared Gas Analyzer (GEM 500). También se tomaron mediciones de flujo del biogás con un Accu-Flow meter y el GEM 500.

DRAWN BY: BJD DATE: 10-7-05 FILE NAME: M:\02200903.00\FIGURE 3-1



SCS ENGINEERS

Diagrama 3-1 Tipico de Cabeza de Pozo de Extracción y Pozo de Extracción

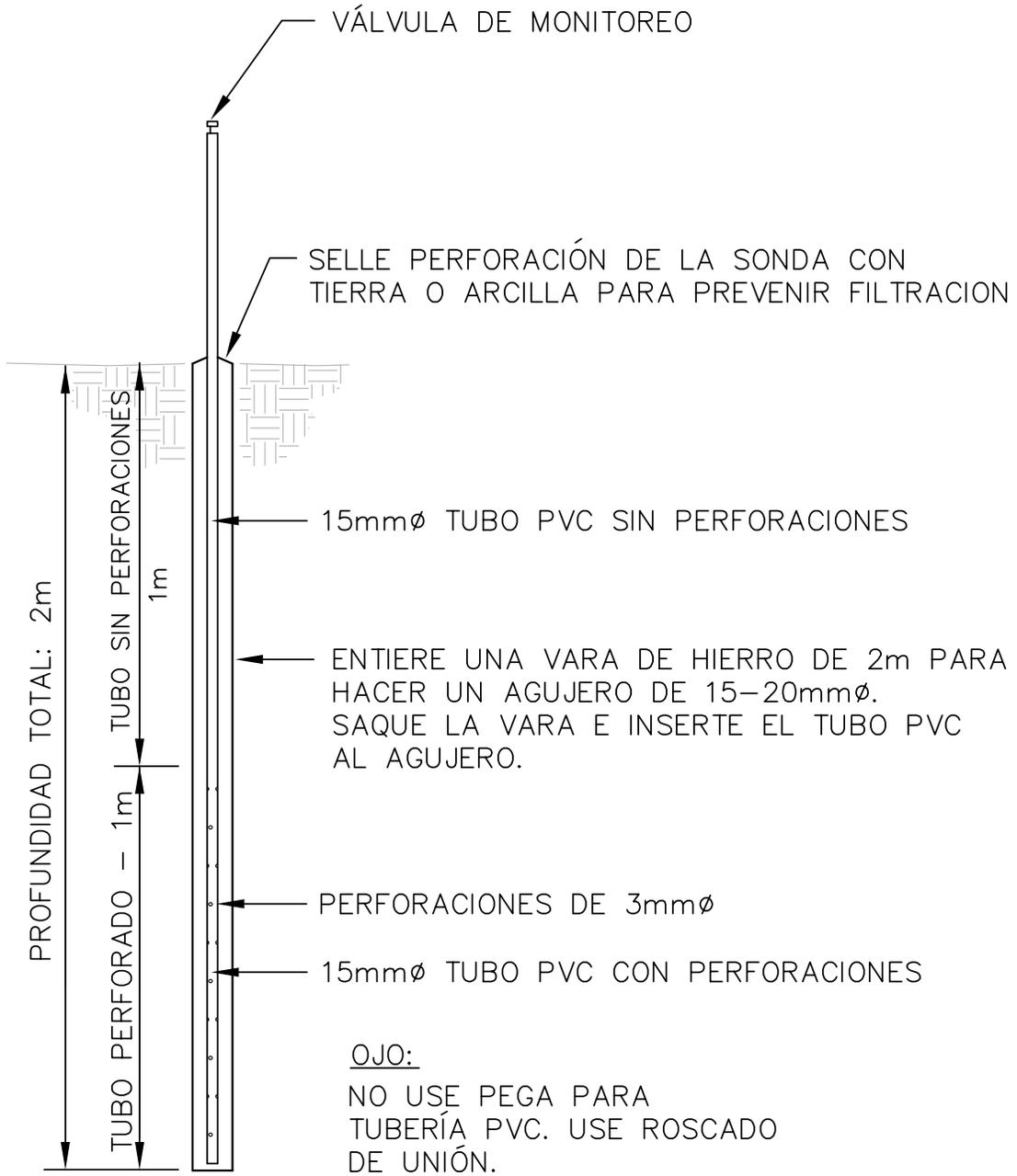
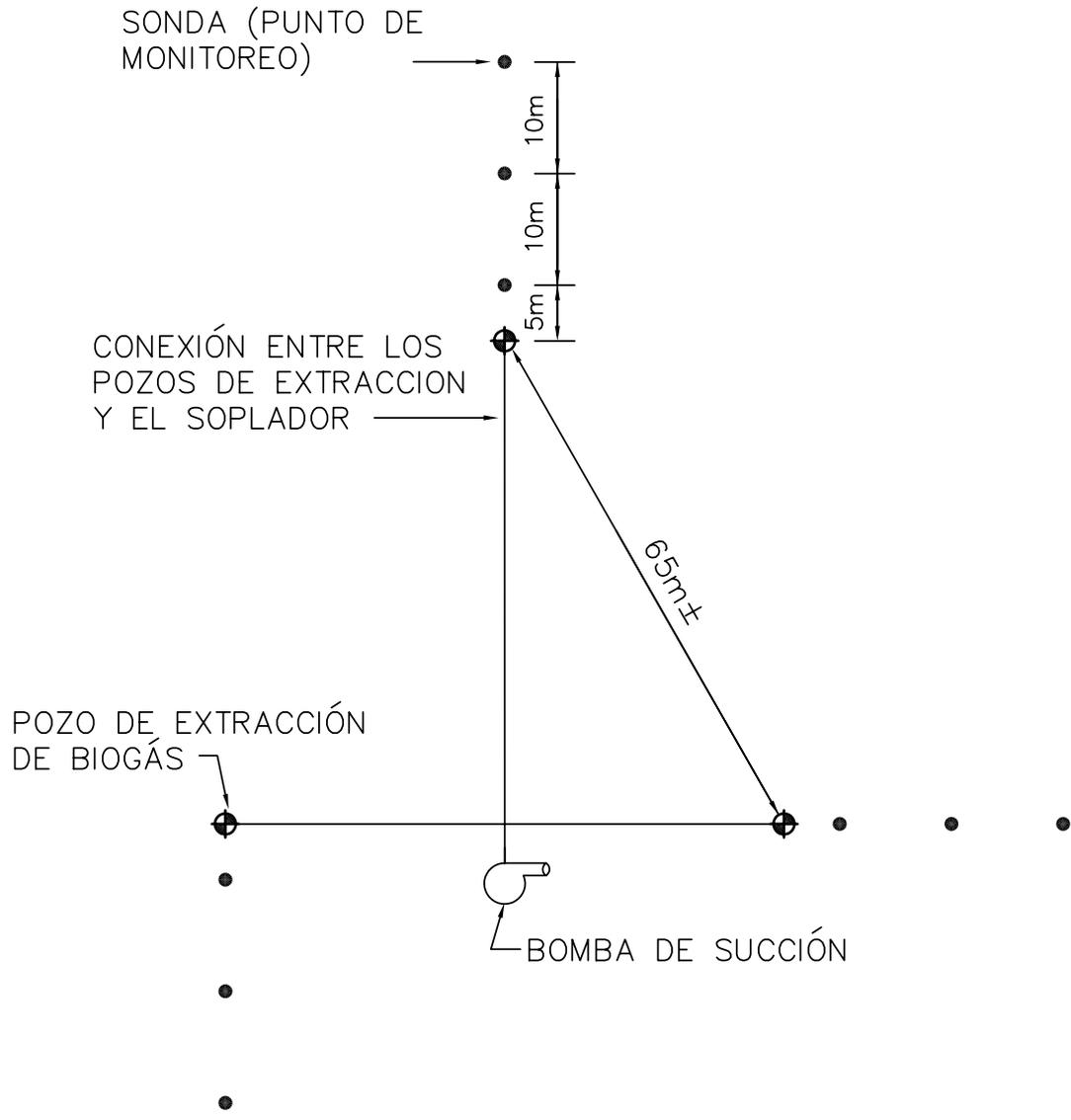


Diagrama 3-2 Detalle de Sonda de Monitoreo

DRAWN BY: BJD DATE: 10-7-05 FILE NAME: M:\02200903.00\FIGURE 3-3



SCS ENGINEERS

Diagrama 3-3 Tipica Trazado Para o Sistema de Prueba de Bombeo

SCS contrato a una compañía local, Perfosonda - Guatemala, C.A (Perfosonda), para los trabajos de perforaciones y a un contratista local, Técnicas, Equipos y Servicios (T.E.S), para la construcción de los pozos, instalación de las nuevas sondas de monitoreo, bomba de succión, generador y la tubería para la interconexión de la bomba de succión con los pozos. SCS Field Services proveyó supervisión durante la construcción, monitoreo los pozos y sondas y tomo datos de estos.

3.2 ACTIVIDADES Y RESULTADOS DE LA PRUEBA DE EXTRACCION

Durante nuestra visita inicial en abril del 2004, SCS reunió con representantes de USAID, Ciudad de Guatemala y los dueños privados para discutir la construcción de los pozos y los objetivos de la prueba de extracción. Personal de SCS, USAID, Ciudad de Guatemala y los dueños visitar el relleno para establecer el lugar para la prueba de extracción y la ubicación específica de los pozos. Varias semanas después, Perfosonda movilizó su equipo y personal al relleno para comenzar los trabajos de perforaciones.

El personal de SCS regreso al lugar en junio del 2005 para supervisar la etapa final de construcción de los pozos y demás elementos para la prueba. La construcción continuó durante el mes de junio y julio. SCS regreso al relleno la última semana de julio para comenzar la prueba de extracción.

Durante la construcción de los tres pozos de extracción, se observaron altos niveles de lixiviados en cada uno de los tres pozos. Dado a la temporada de lluvia en Guatemala incluyendo los meses de verano, el problema de lixiviado continuo durante la prueba. Cada pozos fue bombeado por 2 días para reducir los niveles de lixiviados de las áreas con tubería perforada de los pozos. Con el bombeo de lixiviado se pudo vaciar unos 20 pies de la tubería perforada en el Pozo 1. No hubo éxito durante el bombeo en el Pozo 2 dado a material plástico que obstruyó las bombas de lixiviado. En el Pozo 3, se pudo vaciar unos 7 pies pero los líquidos seguían entrando a la tubería.

Programa de Prueba: Condiciones Pasivas

Durante la mañana del 26 de julio, antes del arranque de la bomba de succión y comenzar la prueba bajo condiciones activas, el técnico tomo mediciones de calidad gas y presión del sistema para establecer las condiciones estáticas (pasivas) del sistema para luego compararla con los resultados de la prueba bajo condiciones activas. La Tabla 3-1 presenta un resumen de condiciones promedios estáticas en cada punto de monitoreo. Resultados adicionales del monitoreo se pueden encontrar en el Anexo A.

Por lo general, se observo que la calidad de gas fue buena bajo condiciones estáticas (i.e altos contenido de metano con poco o nada de oxígeno). El Pozo 2 tuvo un bajo contenido de metano (19.3%) y niveles elevados de oxígeno (13.3%) y gas balance (mayormente nitrógeno) (52.7%) y una sonda de monitoreo (3ª) tuvo un bajo contenido de metano (1.7%) con altos nivel de oxígeno (18.7%) y gas balance (75.9%). Estos datos sugieren que filtración de aire en las muestras de gas o poco biogás en el pozo y sonda.

TABLA 3.1: PROGRAMA DE PRUEBA DE EXTRACCION CONDICIONES ESTATICAS (26 DE JULIO DEL 2005)

Lugar	Metano (%)	Oxigeno (%)	Presión Estática (in. w.c.)
EW-1	56.4	0.1	0.0
Sonda 1A	55.9	0.1	--
Sonda 1B	55.0	0.2	--
Sonda 1C	56.4	0.2	--
EW-2	19.3	13.3	0.0
Sonda 2A	51.4	0.1	--
Sonda 2B	37.6	0.1	--
Sonda 2C	41.3	0.1	--
EW-3	52.6	0.2	0.0
Sonda 3A	1.7	18.7	--
Sonda 3B	59.8	0.1	--
Sonda 3C	67.8	0.1	--

Se tomaron mediciones de presión estática en los pozos solamente y todas las mediciones de los pozos resultaron tener cero presiones estáticas. Esto sugiere que hay una cantidad limitada de biogás en el relleno posiblemente por factores como la falta de cubierta y cantidades limitadas de gas generado entre otros.

Programa de Prueba: Condiciones Pasivas

Durante el 29 de julio, se encendió la bomba de succión para establecer condiciones activas de extracción. Durante ese periodo, los pozos fueron monitoreados de dos a cuatro veces al día para tomar mediciones de metano, dióxido de carbón, oxígeno, gas balance, presión estática y flujo. También se tomaron mediciones de metano, dióxido de carbón, oxígeno, gas balance y presión estática en las sondas de dos a cuatro veces al DIA.

Datos de Pozo de Extracción--

El monitoreo completado durante la prueba de extracción demostró que los Pozos 1 y 3 tenían buena calidad de biogás (46% o mas de metano). Sin embargo, el Pozo 2 tuvo gas de baja calidad (bajos niveles de metano con alto nivel de oxígeno) durante la mayor parte de la prueba con un promedio de 28 por ciento de contenido de metano. Adicionalmente durante la prueba de extracción, no se pudo medir el flujo de gas en el Pozo 2 indicando que los altos niveles de lixiviados obstruían la tubería perforada previniendo la entrada del biogás al pozo. Aunque se observo buena calidad de biogás en el Pozo 3, los flujos de gas eran bajos o cero, señalando que los niveles de lixiviado obstruían intermitentemente el paso de biogás al pozo.

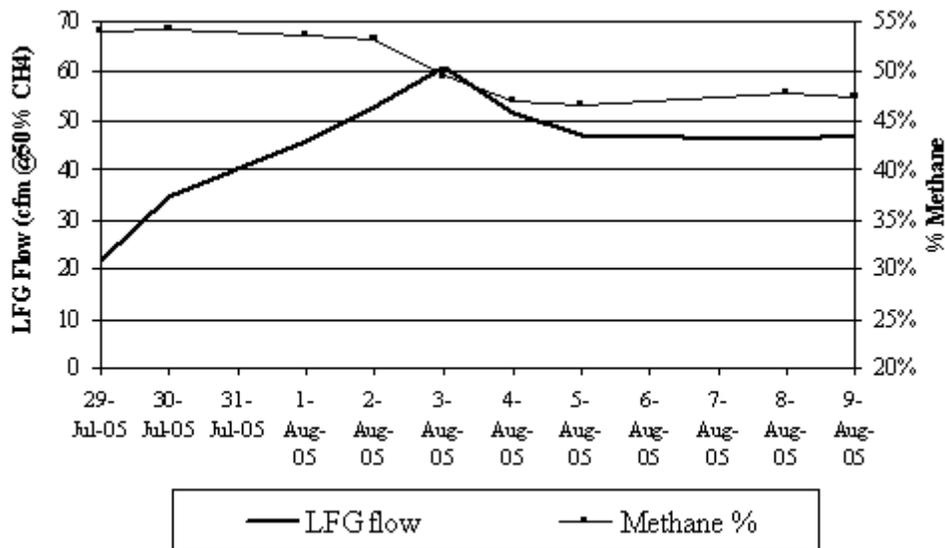
Dado a la falta de flujo en Pozos 2 y 3, solamente se considero los resultados del Pozo 1 para evaluar la recuperación de biogás en el relleno sanitario. La Tabla 3-2 presenta un resumen de los resultados del monitoreo del Pozo 1, con los promedios de los valores tomados cada DIA. La

Figura 3-4 es una grafica presentando los valores de flujo y contenido de metano del Pozo 1. El Anexo A incluye todos los datos de monitoreo en los pozos y las nueve sondas durante la prueba.

TABLA 3.2: RESUMEN DE RESULTADOS DE MONITOREO EN POZO 1

DIA	Metano (%)	Dióxido de carbón (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Presión (in. w.c.)	Flujo de biogás (cfm)	vacío del Sistema (in. w.c.)
29-jul-05	54.2	42.6	0.7	2.7	-3.8	21.5	19-30
30-jul-05	54.3	41.8	0.5	4.1	-6.5	34.8	38
1-ago-05	53.8	41.7	0.6	3.9	-12.1	46.0	28-32.5
2-ago-05	53.4	41.5	0.7	4.4	-16.4	52.7	25.6-26.6
3-ago-05	49.5	41.6	0.7	6.3	-23.8	61.0	30
4-ago-05	46.8	41.1	0.7	11.5	-22.3	51.7	30
5-ago-05	46.5	40.9	0.6	12.0	-19.1	47.0	28-33
8-ago-05	47.8	40.4	0.5	11.3	-15.2	46.3	29-32
9-ago-05	47.3	40.3	0.6	11.8	-14.5	47.3	30-33
Promedio	50.4	41.3	0.6	7.5	-14.8	45.4	30
Promedio del 4 al 9 de agosto	47.1	40.7	0.6	11.6	-17.8	48.1	31

FIGURA 3.4: DATOS DE FLUJO Y METANO DEL POZO 1



La tabla y figura demuestran que el Pozo 1 tuvo flujos bajos de biogás con buena calidad de biogás (alrededor de 54%). Según continuo la prueba, los flujos de biogás aumentaron, alcanzando los 61 pies cúbicos por minuto (cfm) en el 5to día tras el arranque del sistema. A su vez, la calidad de metano se mantuvo constantes durante los primeros días y disminuyo durante el 5to y 6to día de extracción activa.

Desde el 6to DIA hasta el final de la prueba (los días 4 hasta el 9 de agosto) los flujos de biogás y contenido de metano se establecieron con unos promedios de 48 cfm y 47 por ciento de metano durante ese periodo. Esto indica que la prueba de extracción alcanzo las condiciones estables donde los índices de extracción asimilan los índices de generación de biogás. La presión del vacío durante ese periodo fue de aproximadamente 31 pulgadas de columna de agua (in. w.c.)

Datos de Sondas de Monitoreo--

Como se menciono anteriormente, se instalaron un total de nueve sondas de monitoreo. El objetivo de estas sondas es para medir la calidad de biogás y la presión estáticas a distintas distancias de cada pozo para estimar el “radio de influencia” de cada pozo a su vez el volumen de residuo dentro de este radio de cada pozo. El índice de recuperación de biogás de la prueba de bomba puede ser aplicado a todo el relleno para estimar el potencial de recuperación del todo el lugar.

El mejor indicador para establecer si una sonda de monitoreo esta dentro del radio de influencia de un pozo es cuando existe un presión del vacío en la sonda. Otro indicador es la decrecimiento del contenido de metano acompañado con un aumento de las concentraciones de oxígeno y gas balance.

Ya que los Pozo 2 y3 estaban inundados con lixiviados y no fueron considerados en esta valuación, los datos de esas 6 sondas no fueron evaluadas. Durante la prueba de extracción, no se observo presión del vacío en ninguna de las tres sondas de monitoreo del Pozo 1. Sin embargo, se observo un deterioro en la calidad de biogás en la Sonda 1-C ubicada a 25 metros del Pozo 1, indicando que la Sonda 1-C estaba dentro del “radio de influencia” del Pozo 1. En las Sondas 1-A y 1-B no se observo ningún deterioro en la calidad de biogás. Esto posiblemente se debe a que la influencia del pozo no se extendía verticalmente (estas sondas son llanas y están mas cercas al Pozo que la Sonda 1-C).

La Tabla 3-3 presenta un resumen de los datos de monitoreo de la Sonda 1-C. Todos los datos de las sondas se pueden encontrar en el Anexo A.

TABLA 3-3: DATOS DE MONITOREO DE PRUEBA DE EXTRACCION - SONDA 1-C

Fecha	Metano (%)	Dióxido de carbón (%)	Oxígeno (%)	Gas Balance (%)	Vacío en Sonda (in. w.c.)
26-jul-05	56.4	41.6	0.2	1.8	0.0
29-jul-05	56.5	41.9	0.2	1.4	0.0
29-jul-05	56.5	41.9	0.2	1.4	0.0
29-jul-05	55.3	42.3	0.1	2.3	0.0
29-jul-05	52.9	41.0	0.2	5.9	0.0
30-jul-05	53.7	41.2	0.2	4.9	0.0
30-jul-05	45.6	40.3	0.2	13.9	0.0
30-jul-05	41.0	39.7	0.6	18.7	0.0
30-jul-05	39.1	38.0	0.7	22.2	0.0
1-ago-05	45.3	39.2	1.0	14.5	0.0
1-ago-05	22.9	35.0	1.4	40.7	0.0
1-ago-05	13.1	30.7	2.2	54.0	0.0
2-ago-05	47.0	38.2	0.7	14.1	0.0
2-ago-05	16.6	30.0	2.5	50.9	0.0
2-ago-05	7.6	27.4	2.9	62.1	0.0
3-ago-05	0.0	17.5	5.0	77.5	0.0
3-ago-05	0.0	17.1	5.0	77.9	0.0
3-ago-05	0.0	15.6	5.7	78.7	0.0
4-ago-05	0.0	13.8	7.4	78.8	0.0
4-ago-05	0.0	12.6	7.8	79.6	0.0
4-ago-05	0.0	12.0	7.5	80.5	0.0
5-ago-05	0.0	13.2	5.5	81.3	0.0
5-ago-05	0.0	12.2	6.6	81.2	0.0
5-ago-05	0.0	12.1	6.6	81.3	0.0
8-ago-05	0.0	12.2	6.7	81.1	0.0
8-ago-05	0.0	12.9	6.6	80.5	0.0
8-ago-05	0.0	12.5	6.2	81.3	0.0
9-ago-05	0.0	11.0	9.7	79.3	0.0
9-ago-05	0.0	11.0	9.4	79.6	0.0
9-ago-05	0.0	10.8	9.4	79.8	0.0

3.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS DE PRUEBA DE EXTRACCION

SCS utilizo los resultados de la prueba de extracción para proyectar los índices de recuperación de biogás del relleno sanitario (vea la Sección 4). El procedimiento general describiendo la manera en que se utilizan estos resultados está continuación:

- Estimar el máximo índice flujo bajos condiciones estables en el área de prueba de extracción. Este flujo es el máximo flujo que se observo durante la prueba y que no tuvo filtración del área. Basado en los datos de la prueba, SCS entiendo que el flujo promedio de biogás observado durante el periodo del 4 al 9 de agosto (presentados en la Tabla 3-2) es el flujo bajo condiciones estables ya que los flujos y las concentraciones se mantuvieron constantes durante ese periodo. El índice promedio de recuperación de biogás observado durante esos días fue de 48.1 cfm o 81.7 metros cúbicos por hora (m^3/hr) con 47.1 por ciento de metano, que es igual a 45.3 cfm o 77 m^3/hr con 50 por ciento de metano.
- Estimar el radio de influencia (ROI) de los pozos de extracción. Como se menciono anteriormente, hay evidencia que la influencia del Pozo se extendió hasta la Sonda 1-C ubicada a unos 25 metros del Pozo. Como practica general en la industria, los pozos de extracción usualmente tiene un ROI de 1.25 a 2.5 veces la profundidad del pozo, dependiendo de la construcción del pozo, permeabilidad de los residuos y otros factores.
- Se espera que la permeabilidad de los residuos en este relleno sea poca porque esta ubicado dentro de un clima muy mojado y contiene una gran cantidad de residuos orgánicos y húmedos. La presencia de altos niveles lixiviados fue confirmada en los formularios de construcción en el Anexo A donde se señala que los niveles de líquidos están entre los 21 y 29 pies bajo la superficie. Esta baja permeabilidad de los residuos sugiere que el ROI esta cerca de radio mas bajos dentro del rango típico. Tomando en cuenta esta información y los resultados de la prueba de extracción, SCS estimo que el ROI promedio del Pozo 1 bajo condiciones estables es 1.5 veces la profanidad de 23 metros o alrededor 35 metros.
- Usando esta ROI de 35 metros, el volumen de residuo dentro del radio de influencia del Pozo durante la prueba es de 178,312 metros cúbicos. La Figura 3-5 es un diagrama típico de las “zonas de influencia” teórica bajo condiciones activas.
- Estimar el índice de recuperación de biogás de la prueba de extracción en pies cúbico de biogás por año por libra de residuo. Este requiere estimar la densidad de los residuos en el relleno para luego aplicar esa densidad calculada al volumen de residuo en la zona de influencia del Pozo 1. En la Sección 4.2 del Informe Parsons se encuentran datos sobre el volumen de residuos y toneladas in-situ hasta febrero del 1999 (5, 651,049 m^3 y 4, 544,730 toneladas) que resulta en una densidad de 1,230 libras por yarda cúbica. Esta densidad se aplica al volumen estimado de residuos en el radio de influencia de la prueba de extracción y resulta ser unas 143,043 toneladas. El flujo de 45.3 cfm es igual a 23.9 millón de pies cúbicos por años para un índice de recuperación de 0.083 pies cúbicos por libra por año.
- Extrapolar el índice de recuperación de la prueba de extracción a la cantidad total de los residuos disponibles para la recuperación de biogás en el relleno sanitario. Esto es posible al multiplicar el índice de recuperación de la prueba por la cantidad de toneladas in-situ en el 2004 de la Tabla 2-3 (3, 756,504 toneladas). Siguiendo este método, se espera que la recuperación total de biogás del relleno sanitario si se instala un sistema comprensivo de colección sea de 1,130 cfm (1,920 m^3/hr). El estimado del índice de recuperación potencial se uso para modificar las proyecciones de recuperación de biogás en la Sección 4.

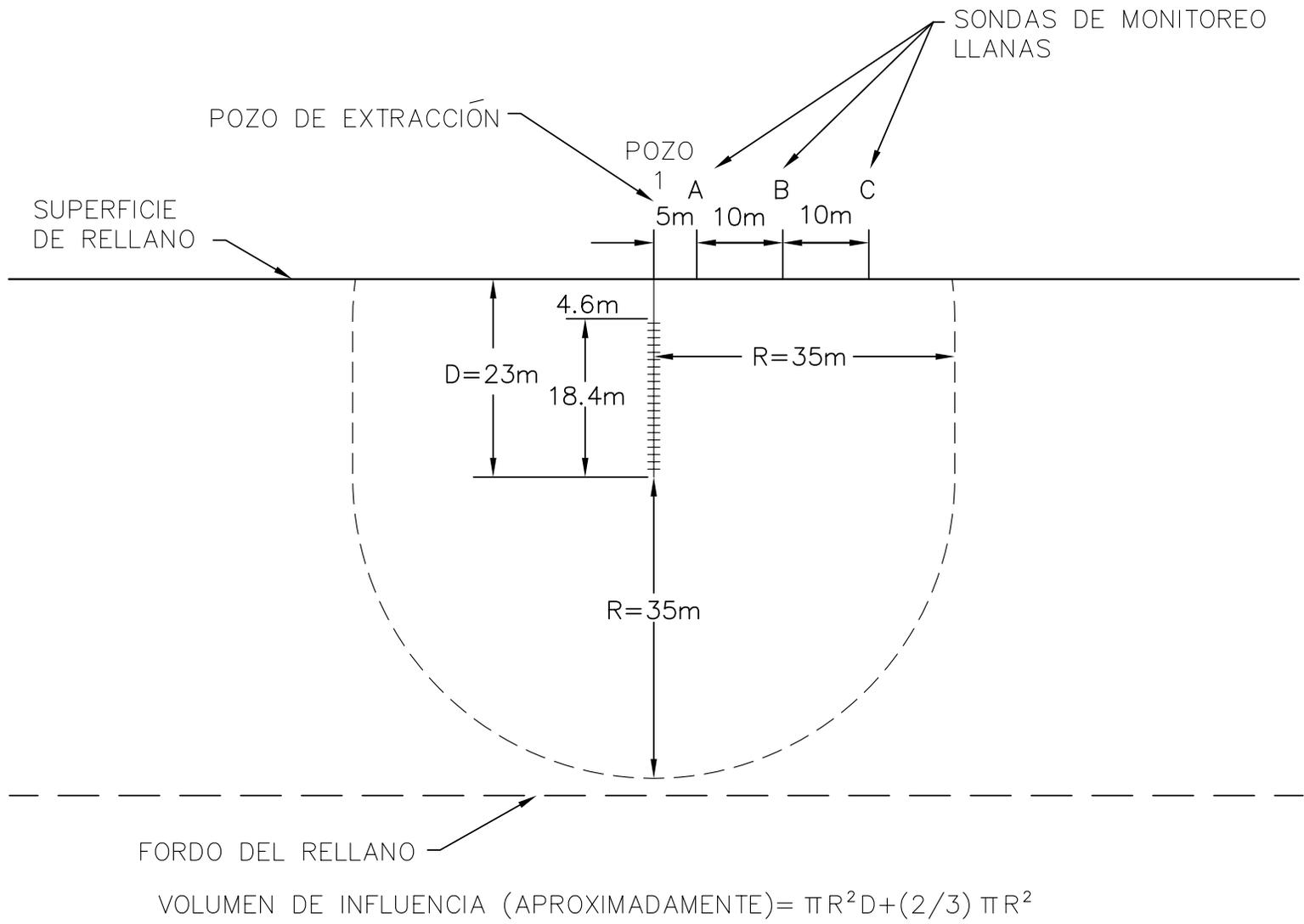


Diagrama 3-5 Zonas de Influencia de Prueba de Bombeo

SECCION 4.0

PROYECCIONES DE RECUPERACION DE BIOGAS

4.1 INTRODUCCION

Para proyectar los índices de recuperación de biogás en el Relleno Sanitario El Trébol, SCS utilizo los resultados de la prueba de extracción (vea Sección 3) para modificar los parámetros de modelo matemático. Específicamente se utilizo, el índice proyectado de 1,130 cfm (1,920 m³/hr) para todo el relleno sanitario para evaluar el modelo y hacer modificaciones según fueron necesarias. El método específico del modelo se presenta a continuación.

4.2 MODELO MATEMATICO DE BIOGAS

El biogás es generado mediante la descomposición anaeróbica de los residuos sólidos en el relleno sanitario. Ese esta compuesto aproximadamente de 40 a 60 por ciento de metano, siendo dióxido de carbón uno de los principales compuestos del porcentaje restante. El índice de generación de biogás esta relacionado principalmente con el tipo de residuo depositado, el contenido de humedad del mismo y la edad de los residuos. Es ampliamente aceptado en la industria el hecho de esta índice de generación de biogás sea representado con una ecuación de primer orden.

Para estimar el índice potencial de recuperación de biogás del relleno sanitario, SCS utilizo un modelo matemático, basado en la ecuación de primer orden empleada por el Modelo de Emisiones de biogás (LandGEM) de la U.S. EPA. El modelo SCS es presentado en detalle a continuación.

Modelo SCS

SCS ha desarrollado un modelo de decaimiento de primer orden para estimar el potencial de recuperación de biogás en relleno sanitarios (Modelo SCS). Este modelo es esencialmente una versión modificada del modelo LandGEM de la EPA. El modelo SCS fue desarrollado en base a información real de recuperación de biogás de más de 150 sitios en los Estados Unidos.

Al momento de calibración del modelo, SCS identifico el comportamiento de los datos recolectados que fueron usados para desarrollar el modelo. Específicamente, aparentemente diferentes valores del potencial máximo de generación de metano (L_0) y el índice de decaimiento de metano (k) era apropiados dependiendo de la cantidad de precipitación en cada relleno sanitario.

El modelo SCS también usa un acercamiento alterno al modelo convencional, el cual estima la recuperación en forma directa. Este acercamiento requiere una evaluación o estimación de la cobertura presenta y futura del sistema de recuperación de biogás, generalmente definida como la fracción del relleno sanitario bajo recuperación activa del biogás. Existen varios factores que podrían afectar la cobertura del sistema, entre ellos están: el espacio entre pozos y la profundidad de los mismos, la profundidad de las perforaciones de los pozos, la presencia de un recubrimiento con geomembrana o un sistema de recubrimiento de permeabilidad baja, tipo de relleno sanitario y su profundidad, las condiciones del sistema de recuperación de biogás y otros factores operacionales y de diseño.

SCS utilizo el modelo para estimar los índices de recuperación de biogás para el relleno sanitario hasta el 2030 usando los siguientes criterios y suposiciones:

- **Historia de Disposición de Residuos** - Los índices pasados y futuros utilizados en el modelo están en la Tabla 2-3. La clausura del relleno esta pautada para el 2018 cuando el relleno alcanza la capacidad estimada de 11.4 millones de toneladas (U.S.)

Como se presento en la Sección 2, los índices de disposición solamente incluyen residuos depositados después del 1984 y excluyen residuo de construcción. Los residuos deslizados en el cañón como resultado de los derrumbes de tierra o en área ya desarrolladas también fueron excluidos de los índices de disposición.

- **Contenido de Metano** - SCS ha estimado el futuro contenido de metano como 50 por ciento.
- **Índice de Decaimiento de Metano [k]** - El índice de decaimiento de metano esta relacionado al contenido de humedad de los residuos, la disponibilidad de nutrientes, el pH y la temperatura. Como se ha mencionado anteriormente, SCS he reconocido estas diferencias y consecuentemente ha desarrollado diferentes valores de k para diferentes niveles húmedos y secos, de una base de datos de recuperación de biogás. Para la evaluación del El Trébol, SCS empleo tres diferentes valores de k basado en la degradabilidad de los diferentes componentes de los residuos (vea la discusión presentada mas adelante sobre al alimentación del modelo).
- **Potencial de Recuperación de Metano [L_o]** - El Potencial de recuperación de metano es la cantidad de metano producido por una unidad de masa de residuos proveyendo suficiente tiempo. El L_o esta relacionado con el contenido orgánicos en los residuos. Para el relleno sanitario El Trébol, SCS comenzó con el valor típico de L_o de 85 metros cúbicos por tonelada métrica (tonne) (2,723 ft³/ton) para recuperación basad en los valores recomendados en el documento EPA AP-42 de 100 metros cúbicos por tonne para el modelo de generación de biogás y con máxima eficiencia de colección de biogás de 85 por ciento. Este valor fue modificado basado en la ración de contenido orgánico de los residuos estadounidense versus los residuos guatemaltecos (vea la discusión en la alimentación del modelo presentada mas adelante).
- **Cobertura del Sistema de recuperación de biogás** - Varía. El modelo estima tanto el potencial recuperable de biogás asumiendo que la cobertura del sistema es del 100 por ciento, como el total recuperable proyectado el cual se basa en estimados de cobertura del sistema. La cobertura del sistema es la medida de fracción de los residuos que se encuentra bajo recolección activa.

El factor de cobertura del sistema de biogás esta basado en criterio y considera varios factores entre estos están: si el relleno sanitario sigue activo o ya ha sido clausurado, tipo de construcción de los pozos y el sistema, nivel de operación proveído, probabilidad de los componentes del sistema (tubería y pozos) sean damnificado durante las opera del lugar, rapidez de reparación de daños al sistema, niveles de lixiviado en los pozos. Este valor cae en un rango de 0 (para rellenos sin sistema) al 100 (para rellenos con sistema excelente).

Modificaciones en la cobertura del sistema puede variar si se espera que el sistema de recolección sea expandido periódicamente o si otros cambios al sistema son anticipados (Por ejemplo, clausura del relleno o recubrimiento parcial, aumento de flujos dado a la presencia de material adicional). Rellenos sanitarios activos tienden a tener un factor de cobertura mas bajo que los rellenos ya clausurados debido a las interferencias causadas por las operaciones.

Para esta evaluación, SCS asumió que un sistema comprensivo de colección será expandido regularmente a las nuevas áreas de disposición. La estimación de la cobertura del sistema asumió que abrá acumulación de lixiviado dado al clima mojada de la Ciudad de Guatemala pero que la practica de manejo de lixiviado como el bombeo de los pozos será empleada para limitar los efectos del lixiviado en la recuperación de biogás. Finalmente, SCS asumió que un nivel moderado alto de habilidades y recursos serán empleados. Para este informe, la cobertura del sistema será de 65 por ciento durante los años en que el relleno sanitario este operando (hasta el 2018) y 70 por ciento tras la clausura del relleno.

Es importante notar que además de la variabilidad de la cobertura del sistema y el nivel de operación y mantenimiento, también existe la incertidumbre intrínseca que presenta el modelo matemático.

Alimentación del Modelo--

Para estimar el índice de decaimiento del metano (k) y el potencial de recuperación de metano (L_0), SCS tomo en consideración la composición típica de los residuos depositados en El Trébol. SCS comparo la composición de los residuos del sitio con los datos de caracterización de la U.S. EPA. Estos datos están presentados en la Tabla 4-1.

Una diferencia importante en particular entre las dos series de datos es que los residuos del El Trébol contienen un cantidad mayor de alimentos (el cual es altamente degradable) comparado con los residuos típicos de los Estados Unidos. Debido a que los alimentos son altamente degradable, producen biogás mas rápido pero en un periodo más corto. Por lo tanto, una grafica de recuperación de biogás para los residuos con contenido de alimentos, césped y otros residuos de alta degradación mostrara una pendiente bastante pronunciada (alcanzando el flujo máximo mas rápido) en un periodo de tiempo menor que una para residuos de menor degradación. En el modelo, este efecto se refleja en el parámetro k (índice de decaimiento de metano).

Mas adelante, los residuos en el relleno sanitario El Trébol contienen una fracción más alta de contenido orgánico y contenido de humedad que los residuos en los EEUU primeramente causado por los residuos de alimentos. El alto contenido orgánico resulta en un incremento potencial de la generación de metano por tonelada de residuos. Sin embargo, un incremento en el contenido de humedad (que es inerte) resultara en una disminución del potencial de generación de metano por tonelada de residuo. En el modelo, estos efectos son reflejándose en el parámetro L_0 (potencial de recuperación de metano). Ya que la estimación de disposición de residuos fueron ajustados para compensar por un contenido mayor de 20 por ciento de humedad (valor típico de los residuos estadounidense), no es necesarios mas modificaciones por cuenta del alto contenido de humedad en el relleno sanitario El Trébol

TABLA 4-1: COMPARACION DE COMPOSICION DE RESIDUOS (%)

Materia	Relleno Sanitario El Trébol	Relleno típico U.S.	Categoría de Degradabilidad	Índice de Decaimiento (k)
Alimentos ³	37.8	11.5	Rápida	0.220
Césped ⁴	6.3	5.6	Rápida	0.220
Otra Material Orgánica	0.0	1.6	Rápida	0.220
Césped ⁴	6.3	5.6	Mediana	0.044
Papel	18.1	26.6	Mediana	0.044
Materia	0.0	10.3	Lenta	0.011
Goma, Cuero, Textiles, Hueso	4.8	6.9	Lenta	0.011
Plásticos	10.1	9.7	Inerte	0.0
Metales	2.2	5.4	Inerte	0.0
Vidrio	1.6	5.3	Inerte	0.0
Otra Materia Inorgánica	12.8	11.4	Inerte	0.0

Notas: 1. Datos del El Trébol son de la Tabla 2.5 in “Programa de Modernización del Manejo de Desechos sólidos en la Ciudad de Guatemala.”

2. Datos de los EEUU reflejan datos de RSU depositadas del 1995 (fuente: USEPA, June 2002. Municipal Solid Waste in the United States: Facts and Figures - Table 3), y se le añadieron residuos de construcción (fuente: California Integrated Waste Management Board. 1999 California Statewide Waste Disposal Characterization Study).

3. Datos proveídos incluye alimentos y césped en una sola categoría. SCS asumió que un 75 por ciento del material orgánico es alimentos y que el restante 25 por ciento es césped.

4. Asumió un 50 por ciento de césped ser de alta degradabilidad y el restante 50 por cierto a ser de degradabilidad moderada

El enfoque específico para el desarrollo de cada parámetro es descrito enseguida.

Potencial de Recuperación de Metano--Lo fue derivado modificando el valor estimado de Lo para rellenos sanitarios de los Estados Unidos basado en la razón de porcentaje de residuos orgánicos de los EEUU versus los residuos orgánicos en el Trébol. La Tabla 4-2 muestra los resultados del calculo del valor Lo.

TABLA 4-2: CALCULO DEL VALOR Lo

	Rellenos Sanitario de EEUU	Relleno El Trébol	Razón: El Trébol /U.S.
Orgánico %	68.2%	73.3%	1.075
Peso Seco %	80.3%	80.0%	1.00
Valor Lo	85 m ³ /Mg	91.4 m³/Mg	1.075

El valor para del potencial de recuperación de metano (Lo) para el relleno sanitario El Trébol fue estimado como 91.4 metros cúbicos por tonne (2,927 ft³/tonelada).

Índice de Generación de Metano--El valor de k refleja la fracción de residuos que se descomponen en y produce metano en un año. Un acercamiento alterno para la estimación del valor k para un relleno sanitario es asignar los valores de k para diferentes porciones del total de los residuos recibidos. Estudios de laboratorio han sugerido que residuos orgánicos de alta degradación tales como los alimentos se descomponen 5 veces más rápido que residuos de degradación media tales como papel, y 20 veces más rápido que los de degradación baja tales como textiles.⁵ Debido a que el contenido de humedad en relleno sanitario afecta significativamente los índices de degradación, los valores de los índices de degradación para residuos de alta, media y baja degradación variarían con la humedad también. Sin embargo, la relación entre los diferentes índices de degradación se mantendrá constantes.

La utilidad de evaluar índices de degradación para diferentes componentes en los residuos, es que provee una herramienta para comparar los valores de k de rellenos sanitarios de Estados Unidos con los valores de rellenos sanitarios fuera de los Estados Unidos, los cuales usualmente difieren en la composición de residuos. El procedimiento está basado en la suposición de que los residuos de alta, media y baja degradación tendrán valores fijos de k_a para una humedad determinada en un relleno sanitario. Usando la precipitación promedio anual para representar las condiciones de humedad del relleno sanitario, los valores de k para los residuos de alta, media y baja degradación pueden ser desarrollados para rellenos sanitarios con cierto valor de precipitación. Si el valor único de k para un relleno sanitario es conocido este valor podría usarse para calibrar los tres valores de k.

SCS ha desarrollado valores típicos empleados para las proyecciones de recuperación de biogás para rellenos de los Estados Unidos para LMOP. Los valores de k varían con la precipitación promedio anual son los siguientes: 0.02/año para lugares con menos de 20 pulgadas (<50 cm) de precipitación al año; 0.04/año para lugares con 20-39 pulgadas (50 - 99 cm) de precipitación al año; y 0.065/año para lugares con 40 o más pulgadas (>101 cm) de precipitación al año. El procedimiento para el desarrollo de los valores de k para el relleno sanitario El Trébol está basado en los valores de k para un relleno en los Estados Unidos con una precipitación anual de 119 centímetros por año es el siguiente:

1. Preparación del valor único de k usando los datos de disposición de El Trébol y el valor de k correspondiente a un relleno sanitario de los Estados Unidos con 47 pulgadas al año de precipitación (0.065/año)
2. Usando los porcentajes de residuos de alta, media y baja degradación de los Estados Unidos y los datos de disposición de El Trébol, se preparó un modelo de biogás de las tres k (sumando los resultados de los cálculos para residuos con alta, media y baja degradación). Manteniendo las relaciones entre alta, media y baja degradación constantes, ajustando la k de alta de degradación para que el resultado de recuperación de biogás se aproxime lo más posible a los resultados de recuperación del modelo de una k usando los valores típicos de k de los Estados Unidos. Los valores de k resultantes son utilizados por el modelo de las tres (3) k para proyectar los resultados de El Trébol usando los porcentajes de composición de residuos.

⁵ Ehrig, Hans-Jürgen, "Prediction of Gas Production from Laboratory-Scale Test." Landfilling Waste: LFG Edited by T.H. Christenson, R. Cossu, and R. Stegeman, E & FN Spon, London: 1996.

Resultados-- Los valores de las constantes de decaimiento de metano utilizadas por el modelo para el relleno El Trébol son las siguientes:

- Residuos de alta degradación: 0.22 por año
- Residuos de media degradación: 0.044 por año
- Residuos de baja degradación: 0.014 por año

4.3 RESULTADOS DEL MODELO DE BIOGAS

SCS estimo tanto la recuperación potencial de biogás (esencialmente la cantidad de biogás disponible para ser colectado) y como los índices de recuperación esperados en el relleno sanitario (la cual toma en cuenta el factor de cobertura descrito anteriormente) Como se menciono anteriormente, se compararon los resultados del modelo con aquellos de la prueba de extracción para evaluar si era necesario modificar los suposiciones del modelo. Las proyecciones de recuperación y la comparación con los resultados de la prueba de extracción están a continuación.

Recuperación Potencial de Biogás

Usando las suposiciones discutidas anteriormente, SCS estima que la recuperación potencial de biogás para el relleno sanitario en el 2005 es de 1,983 m³/hr (1,167 cfm). Este estimado puede ser comparado con los 1,130 cfm de recuperación potencial total de biogás basado en los resultados de la prueba de extracción, cual representa el índice de recuperación posible si el flujo de biogás por tonelada de biogás dentro del volumen de influencia del pozo es aplicado a la cantidad total de residuos disponible para la recuperación de biogás. El estimado de la prueba de extracción de 37 cfm o alrededor de un 3 por ciento mas bajo que le estimado del modelo. SCS considera que un diferencia de 3 por ciento es aceptable dado al nivel de exactitud de los resultados de la prueba de extracción. Considerando la semejanza entre los resultados de la prueba de extracción y aquellos del modelo, las suposiciones y resultados son aceptables y apoyados por los resultados de la prueba.

El modelo proyecta que la recuperación potencial de biogás aumentara hasta los 2,111 m³/hr (1,243 cfm) en el 2006, and continuara incrementado hasta el 2018 con un máximo de 3,568 m³/hr (2,100) cfm, año de cierre del relleno.

Recuperación Esperada de Biogás

SCS estimo que la recuperación de biogás en el relleno empezara en el 2006. Después de incluir la cobertura del sistema de colección, la recuperación actual de biogás fue proyectada en 1,267 m³/hora (746 cfm) en el 2006, incrementado a 1,695 m³/hora (997 cfm) en el 2012, y alcanzado el máximo índice de 2,482 m³/hora (1,461 cfm) en el 2019, un año después de la clausura del relleno.

Asumiendo que el 100 por ciento de la cantidad del biogás recuperado esta disponible para el uso de generación de energía eléctrica (sin considerar las capacidades del motor o las cargas parásitas), una planta de energía de 2.1 MW puede operar durante el 2006 al 2023 y una planta

de 2.8 MW puede operar desde el 2012 al 2021. La Tabla 4-3 presenta un resumen de los índices de recuperación potencial proyectada de biogás, índices de recuperación actual de biogás y la planta de energía correspondiente del 2006 al 2020.

TABLA 4-3: RESUMEN DE RESULTADOS DEL MODELO DE BIOGAS RELLENO SANITARIO EL TREBOL

Año	Índice de recuperación Potencial de biogás (m ³ /hr)	Cobertura Estimada del Sistema (%)	Índice de recuperación Actual Proyectado de biogás (m ³ /hr)	Índice de recuperación Actual Proyectado de biogás (mmBtus/año)	Capacidad Proyectada del Proyecto (MW)
2006	2,111	60%	1,267	198,287	2.1
2007	2,234	60%	1,341	209,862	2.2
2008	2,355	60%	1,413	221,144	2.3
2009	2,473	60%	1,484	232,239	2.5
2010	2,590	60%	1,554	243,235	2.6
2011	2,707	60%	1,624	254,223	2.7
2012	2,824	60%	1,695	265,255	2.8
2013	2,943	60%	1,766	276,397	2.9
2014	3,063	60%	1,838	287,701	3.0
2015	3,186	60%	1,911	299,189	3.2
2016	3,310	60%	1,986	310,899	3.3
2017	3,438	60%	2,063	322,865	3.4
2018	3,568	60%	2,141	335,112	3.5
2019	3,546	70%	2,482	388,599	4.1
2020	3,001	70%	2,101	328,837	3.5

Las Tabla 1 y 2 del Anexo B provee resultados detallados del modelo de biogás incluyendo las siguientes:

- índices estimados de disposición anual y valores de residuos in-situ
- Recuperación potencial proyectada de biogás hasta el 2030 (en m³/hr, cfm y mmBtu/hora)
- Los valores de k residuos de alta, media y baja degradación
- El valor Lo calculado para todos los residuos y el valor de Lo utilizado en el modelo para la porción orgánica de los residuos (este es igual al Lo calculado dividido por la fracción de residuos orgánicos)
- Estimados de la cobertura anual del sistema de colección
- Recuperación proyectada de biogás tomando en cuenta la cobertura del sistema (en m³/hr, cfm y mmBtu/hora)

- Tamaño máximo de la planta eléctrica (en MW) que puede operar durante con índices proyectados de recuperación
- Reducciones estimadas de emisiones basado en los índices proyectados de recuperación de biogás

La recuperación potencial proyectada del biogás y los índices proyectados de recuperación son presentados gráficamente en la Figura 1 del Anexo B.

SECCION 5.0

SISTEMA DE COLECCIÓN Y USO DE BIOGAS

5.1 INTRODUCCION

Esta sección describe los componentes típicos de un sistema de colección y uso de biogás. Basado en la evaluación de la recuperación potencial de biogás en el relleno sanitario El Trébol en la Sección 4.0, la cantidad de biogás recuperable es suficiente como para desarrollar un sistema para el uso de biogás como combustible para la generación de energía eléctrica o para el uso directo en plantas industriales. La electricidad generada por una planta de biogás-a-energía (LFGTE) puede proveer ahorros por evitar la compra de energía para el uso del relleno y por la ganancias de la venta de electricidad en exceso a la red eléctrica. La venta de biogás para el uso directo de una planta industrial puede generar ganancias mientras que necesita un gasto inicial menor que el de la planta LFGTE.

Para asegurar que todo el biogás recolectado es quemado y obtener la máxima cantidad de reducciones de emisiones de GHG, cualquier cantidad de biogás no utilizado en la planta de energía o trasladado a la planta industrial sea quemado en un quemador. Las reducciones adicionales de emisiones de GHG pueden surgir a consecuencia del desplazamiento de combustibles convencionales con el uso de metano de la planta LFGTE.

5.2 DISEÑO PRELIMINAR DEL SISTEMA DE COLECCIÓN Y CONTROL

El relleno sanitario no tiene actualmente un sistema de colección de biogás. Por lo tanto, un sistema de colección y control de biogás incluyendo pozos nuevos y un quemador fue incluido en el análisis económico en este informe.

Para producir los índices máximos de recuperación de biogás, un sistema comprensivo de colección será instalado en las áreas cerradas e inactivas del relleno al grado intermedio del terreno. Con el propósito de estimar los índices potencial de recuperación de biogás (y la reducciones de emisiones), SCS asumió que la construcción del sistema de colección y control de biogás ocurrirá en el 2006. El arranque del sistema de colección y quema se asumió ser para mediados del 2006. El arranque de la planta LFGTE o el primer traslado del biogás a la planta industrial serán para enero del 2007.

5.3 CONSTRUCCIÓN INICIAL DEL SISTEMA DE COLECCIÓN

Componentes de Sistema de Colección y Control

SCS hizo las siguientes recomendaciones para el sistema de colección de biogás:

- Instalación de aproximadamente 40 pozos verticales de extracción (aproximadamente 1 pozo por acre). Por lo general, los pozos de extracción son instalados en área del grado intermedio o final y donde las conexiones de tubería tengan un impacto mínimo en las operaciones de disposición. SCS asumió que los pozos de extracción serán elevados según continúen rellenando las áreas del lugar., en vez de hacer perforaciones nuevas cuando el terreno alcance su grado final. Cuando existan datos operacionales sobre los flujos de los

pozos y el rango de influencia del vacío de los mismos, se podrá evaluar el espacio entre los pozos.

Los datos de la prueba de extracción indican que el ROI de los pozos de extracción en El Trébol es de aproximadamente de 35 metros o 1.5 veces la profundidad del pozo. SCS utilizo el ROI estimada para determinar un estimado del número de pozos y la profundidad de ellos necesarios en el lugar.

Con propósitos presupuestales, SCS asumió que cada pozo de extracción tendrá una cabeza de pozo con válvula de control de flujo y punto de monitoreo para tomar mediciones del gas.

- Instalación de aproximadamente 4,000 metros de tubería HDPE para conectar los pozos de extracción con la estación de quema y la planta de control de biogás. Esta tubería incluye tubería principal para los flujos mayores y tubería lateral para conectar la tubería principal con los pozos de extracción.

Con propósitos presupuestales, SCS asumió que la tubería principal será de 350 mm en diámetro y la tubería lateral será de 110 mm en diámetro

- Instalación de un sistema del manejo de condensado. El condensado es un líquido que se forma en la tubería según se enfría el biogás y cause problemas si no se controla. el sistema de colección de biogás deberá ser diseñado para incluirá el manejo de condensado. SCS entiendo que le manejo de condensado incluirá trampas de condensado dentro del área de depósitos.

Con propósitos presupuestales, SCS asumió que 5 trampas de condensado y 2 dos carcamos con bombas serán necesarias.

- Instalación la estación de quema con bomba de succión. Aunque SCS espera que primero se utilice el biogás en un proyecto, se anticipa que una fracción del biogás recuperable no será utilizado y será quema en un aparato alterno de control. También el quemador servirá como equipo de control secundario para permitir una reducción continua de emisiones durante los momentos de mantenimiento o falla de los equipos de utilización.

SCS también supuso que el quemador será de tipo cerrado para monitorear la reducción de emisiones y los puntos de escape (no es posible monitorear los puntos de escape en quemador tipo abierto)

Con propósitos presupuestales, SCS supuso que la construcción del sistema inicial incluirá la instalación de un quemador con bomba de succión para controlar hasta 2,550 metros cúbicos por hora (1,500 cfm) de gas. Esta capacidad es suficiente como para controlar el flujo máximo proyectado para el 2019.

- Instalación de una planta de utilización bajo el escenario de proyecto LFGTE. Con propósitos presupuestales, SCS asumió que la construcción del sistema incluirá la instalación de generador con capacidad de 2.1 MW (dos generadores de 1.06 MW cada uno). Esta planta necesitara aproximadamente 1,282 m³/hora (754 cfm) para operar a

capacidad total, cual estará disponible hasta el 2020. SCS entiendo que algún tipo de pre-tratamiento será necesario para eliminar la humedad del biogás.

Turbinas de combustión de gas han sido muy exitosas para la generación de energía con biogás. Sin embargo, las turbinas de combustión requieren un suministro de combustible de alta presión y típicamente dos etapas de compresión de gas que resulta en un alto índice de caldeoamiento y más costo capital (turbinas por lo general tienen una baja emisión de productos de combustión especialmente NOx, y bajos costos de operación y mantenimiento que un generador IC). Muchas plantas pequeñas de energía utilizan generadores IC.

Una ventaja adicional de los generadores es que las unidades vienen con distintas capacidades incrementales, que simplifica el proceso de reducir o engrandecer el tamaño de las plantas para utilizar los índices de producción de biogás emitido por el relleno. Basado en estos factores, SCS considera que los generadores IC son más apropiados para el proyecto LFGTE de El Trébol que las turbinas.

Expansión y Mantenimiento del Sistema de Colección

Para mantener una alta eficiencia en el sistema de colección y aprovechar los índices máximos de recuperación de biogás y reducciones de emisiones, será necesario expandir el sistema de colección e implantar el plan de operación y mantenimiento regular del sistema de colección. Como fue discutido anteriormente, se anticipa que el sistema de colección de biogás será instalado en las nuevas secciones del relleno en el futuro. Se asumió que las futuras expansiones del sistema de colección requieren la instalación de dos pozos nuevos anualmente. La Sección 6 provee información adicional sobre las futuras expansiones del área de los pozos.

Después del arranque inicial del sistema, datos operacionales deberán ser documentados y revisados regularmente para hacer ajustes al sistema según sean necesarios. Las modificaciones a los pozos serán determinadas por los datos de operación y podrían incluir las siguientes:

- Pozos que no sean productivos o estén dañados deberán ser reemplazados o reparados
- Áreas en el relleno sanitario donde los datos de monitoreo indiquen una producción en exceso de biogás podría requerir la instalación de pozos adicionales para incrementar los índices de recuperación
- Monitoreo continuo de los niveles de lixiviado indicará si bombas adicionales son necesarias

**SECCION 6.0
EVALUACION DE COSTOS DEL PROYECTO**

6.1 COSTOS DEL SISTEMA DE COLECCIÓN Y QUEMA DE BIOGÁS

Con propósitos presupuestales, SCS estimo el costo capital del desarrollo del sistema de recuperación de biogás y dos proyectos alternos de uso de biogás en el relleno. SCS también calculo los costos anuales de operación, mantenimiento y expansión regular del sistema de colección de biogás.

Costo Anticipado de Construcción

SCs estimo que el costo presupuestal de la construcción del sistema inicial de colección y quema de biogás será de \$1, 761,400 (USD). Estos costos están asociados con el sistema de colección presentado anteriormente, incluyendo pozos de extracción de biogás, tubería principal y lateral, manejo del condensado e instalación del sistema de succión y combustión.

La Tabla 6-1 presenta un resumen de los conceptos. Un inventario detallado de los costos y las cantidades de los conceptos se presentan en el Anexo C.

TABLA 6-1: COSTOS PRESUPUESTALES DEL SISTEMA INICIAL DE COLECCION Y CONTROL DE BIOGAS

ÍTEM	COSTO ESTIMADO (USD)
Movilización y administración de proyecto	\$100,000
Pozos verticales de extracción y cabezas de pozos (40 pozos @ 30 m de profundidad promedio)	\$508,000
Equipo para bombeo de lixiviado (para 50% de pozos)	\$100,000
Tubería principal (asume 3,100 metros de 350 mm en diámetro) y cruce de carretera	\$446,400
Tubería lateral (asume 1,300 m e 110 mm en diámetro)	\$39,000
Manejo del condensado	\$100,000
Equipo de succión y quema (quemador tipo cerrado) ⁽¹⁾	\$285,000
Ingeniería, contingencia, gastos relacionados con procede de proyecto tipo MDL ⁽²⁾	\$183,000
TOTAL	\$1,761,400

Notas: 1. Equipo de succión y quema incluye: bomba de succión, quemador, construcción y preparación del lugar de instalación, equipo de medición y monitoreo del biogás, costos del arranque inicial y pruebas del equipo adicional.

2. Gastos relacionas con el proceso MDEL incluye preparación del PDD, inscripción, validación y trabajo legal.

Costo Anticipado de Operación y Mantenimiento (O&M) Anual

SCS estimo el costo de operación y mantenimiento anual del sistema de colección, excluyendo las expansiones de los pozos a ser aproximadamente el 10% de costo inicial de construcción o alrededor de \$176,000 (USD) antes de los ajustes por inflación. Estos costos incluyen mano de obra, equipo para pruebas, reparación y mantenimiento rutinario y reemplazos de tubería y pozos. Los costos de O&M del sistema será necesarios durante la vida del proyecto pero se espero estos disminuyan tras la clausura del relleno en el 2018 dado a falta de reemplazos y reparaciones rutinarias. El costo anual de O&M no incluye costos asociados con el proceso de obtener reducciones de emisiones, como inscripción, monitoreo y verificación de la reducciones de emisiones. Estos costos serán aproximadamente \$30,000 sin ajustes por inflación.

Adicional a estos costos, SCS estimo que el costo presupuestal de las expansiones anuales del área de pozos será aproximadamente \$41,000 (USD) por año (antes de ajustes por inflación). Este estimado asume se instalaron dos pozos nuevos de extracción por año y necesitaran 130 metros de tubería para conectar los pozos nuevos. Los costos de expansión del sistema serán necesarios durante la vida operacional del relleno, con la expansión final siendo para el 2018.

6.2 COSTOS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SCS evaluó los costos de capital y costos anuales para implementar un proyecto de planta de energía con generadores IC. Los costos son presentados mas adelante.

Estimado Presupuestal de Costos Iniciales de la Planta

SCS estimo que el costo inicial para implementar una planta de energía de 2.12 MW será de aproximadamente \$3, 264,400 (USD). El costo es adicional de aquel para el sistema de colección y quema de biogás. Las proyecciones de recuperación de biogás indican que habrá suficiente biogás para mantener esta planta hasta el 2020.

La Tabla 6-2 presenta un resumen de los costos iniciales. El Anexo C presenta un inventario detallado de los costos iniciales y las cantidades asociados con estos.

TABLA 6-2: COSTOS PRESUPUESTALES DE PLANTA DE ENERGIA CON GENERADORES IC

ÍTEM	COSTO ESTIMADO (\$)
Movilización	\$170,000
Construcción de Planta/Preparación del lugar	\$114,400
Equipo de medición y monitoreo del biogás	\$35,000
Planta de energía de 2.12 MW con biogás como combustible ⁽¹⁾	\$2,120,000
Interconexión eléctrica	\$500,000
Pruebas	\$25,000
Ingeniería/Contingencia (~10% de otros costos)	\$300,000
TOTAL	\$3,264,400

Notas: 1. Costos de la Planta asume generadores en vagones sin la necesidad de alguna cobertura para este equipo.

Costo Presupuestal de Operación y Mantenimiento (O&M) Anual

SCS estimo que el costo presupuestal de operación y mantenimiento anual de la planta de energía es de aproximadamente 1.8 centavos (USD) por kilovatio-hora, o alrededor de \$280,00 por año (basado en la capacidad inicial y antes de ajustes por inflación). Los costos incluyen aquellos asociados con la operación y mantenimiento de la planta como mano de obra, equipo para pruebas, mantenimiento y reparaciones rutinarias y reemplazo de equipo. Otros costos anuales como el O&M del área de pozos, expansión del sistema, monitoreo del proyecto y verificación de la reducción de emisiones esta incluidos en los costos anuales de O&M.

6.3 COSTOS DEL PROYECTO DE USO DIRECTO

SCS evaluó los costos de capital y anuales para implementar un proyecto de uso directo para trasladar el biogás a una planta de reciclaje de plásticos adyacente al relleno y a una cervecería a dos millas del relleno sanitario. Estos costos son presentados mas adelante.

Estimado del Costo Inicial de la Planta

Utilizando un modelo de costo (LFGCost) de LMOP y añadiendo los costos de movilización, SCS estimo que el costos inicial para implementar un proyecto de uso directo para ambas plantas será de aproximadamente \$950,000 (USD). Este costo es adicional a aquel necesario para el sistema de colección y quema del biogás y no incluyen gastos necesarios para modificaciones del equipo disponible en la planta de reciclaje y/o cervecería.

La Tabla 6-3 es un resumen de estos costos iniciales.

TABLA 6-3: COSTO PRESUPUESTAL PARA PROYECTO DE USO DIRECTO

ÍTEM	TOTAL (\$)
Movilización	\$50,000
Filtro, Compresor y Unidad deshidratación	\$200,000
2.2 millas de tubería para traslado a Planta Industriales	\$610,000
Ingeniería/Contingencia (~10% de otros costos)	\$90,000
TOTAL	\$950,000

Costos anuales de operación y mantenimiento incluye mantenimiento de la tubería y estación de compresión y costos de electricidad para la operación de la estación de compresión. Durante el primer año de operación (2007), el costo estimado con el modelo LFGCost es de aproximadamente de \$45,000 y \$55,000, respectivamente para un total de \$100,000.

SECCION 7.0 EVALUACION ECONOMICA

La viabilidad para implementar un proyecto de recuperación y uso del biogás o proyecto de uso directo en el relleno fueron evaluados con los costos proyectados de capital y anual delineados en la Sección 6 y las ganancias anticipadas esta presentadas a continuación.

Con propósitos de esta evaluación, SCS asumió que las ganancias incluyen aquellos relacionadas con la venta o desplazamiento de electricidad (bajo el escenario del proyecto de utilización) así como también ganancias asociadas con la reducción de emisiones de GHG (i.e. la venta de reducciones de emisiones).

Un resumen de la evaluación económica y la suposiciones están presentadas continuación. Un análisis detallado de la evaluación se puede encontrar en el Anexo D.

7.1 RESUMEN DE SUPOSICIONES

Las siguientes suposiciones fueron usadas en la evaluación económica del proyecto:

- La evaluación económica considera el periodo de 15 año (2006-2020)
- Dos opciones de financiamiento fueron consideradas: Una sin financiamiento de costos de capital (inversión de patrimonio de 0%) y la segunda con financiamiento del 75% de los costos de capital inicial (inversión de patrimonio de 25%)
- Dos escenarios para el precio de reducción de emisiones fueron consideradas, con precios de venta de \$5 y \$6 por CO₂e hasta el 2012.
- Un tasa de interés de 8 por ciento para el análisis NPV y el financiamiento de prestamos
- La inversión inicial del sistema colección y quema de biogás, planta de energía, uso directo ocurrirá en el 2006. El periodo de restitución del préstamo es de 10 años.
- Para este análisis, se le pagara aproximadamente un 20 por ciento de las ganancias por la reducción de emisiones al dueño del relleno para el uso de biogás (representado como \$0.35/MMBtu). Esto se basa en la experiencia internacional en donde el pago al dueño del relleno esta el 10 al 30 por ciento de las ganancias de las reducciones de emisiones. Si el dueño desarrolla el proyecto por su cuenta (no es típico), este valor seria cero.
- Índice de escalamiento por la compra de biogás es de 3 por ciento.
- Futuros gastos por O&M y mejoras al sistema incrementaran un 3 por ciento anualmente.
- Bajo el escenario de planta de energía, se asumió las siguientes:
 - La planta consistirá de dos generadores de 1.06 MW que operaran desde 2007 hasta el 2020.

- Una reducción de 7 por ciento será atribuido a la carga parasita del sistema y un factor de capacidad de la planta de 90 por ciento será sumido para tomar en cuenta periodo de mantenimiento rutinario y fallos del sistema. El biogás colectado durante esos momentos será quemado.
- Todo la electricidad producida por el proyecto será vendida a otros⁶
- Bajo el escenario de proyecto de uso directo, se asumió las siguientes:
 - Dos proyectos de uso directo serán implementados y comenzaran operaciones desde el 2007 al 2020. El primero trasladar el biogás a una planta de reciclaje adyacente al relleno. El segundo trasladar el biogás a una cervecería a dos millas del relleno. Se asumió que un total de 2.2 millas de tubería será necesaria para enviar el biogás a estas plantas.
 - El factor de capacidad de 90% se utilizo para compensar por los periodos de mantenimiento y fallos del sistema.
 - Aunque el biogás será quemado fueron del relleno, las ganancias de las reducciones de emisiones serán para el desarrollador o la compañía desarrolladora.
- El sistema de colección y quema comenzara su operación a mediados del 2006 hasta el 2020. El quemador será utilizado la combustión del biogás en exceso en ambos escenarios

7.2 GASTOS DEL PROYECTO

Los siguientes costos fueron considerados para la evaluación económica bajo el escenario de la planta de energía:

- Inversión inicial de capital para el sistema de colección y combustión y la planta de energía será en el 2006 (vea la Sección 6).
- Compra del biogás del dueño del relleno sanitario
- Costo anual para la operación y mantenimiento del sistema de colección de biogás, el quemador y la planta de energía y la expansión del sistema de colección (vea la Sección 6).

Los siguientes costos fueron considerados para la evaluación económica bajo el escenario de la uso directo:

- Inversión inicial de capital para el sistema de colección y quemador, filtro, compresor y unidad de deshidratación como la tubería de 2.2 millas será en el 2006 (vea la Sección 6).

⁶ El uso de electricidad generada para autoabastecimiento podría proveer mayor ganancias ay que la electricidad es usualmente comprada a un precio mas alto que el costo de generación de ella

- Compra del biogás del dueño del relleno sanitario
- Costo anual para la operación y mantenimiento del sistema de colección de biogás, el quemador y la planta de energía y la expansión del sistema de colección (vea la Sección 6).

7.3 GANANCIAS DEL PROYECTO

Para la evaluación económica del escenario de planta de energía se considero:

- La planta de energía producirá un total de 15,544 MWh/año. Esta energía será vendida a la red a \$0.06/kWh basado en el precio promedio mayorista de electricidad en Guatemala en julio del 2005.⁷
- Las reducciones de emisiones de GHG serán vendidas a \$5 o \$6 (USD) por tonne CO₂e.
- Se asumió que tanto el biogás colectado en exceso de la capacidad de la planta de energía como el biogás colectado durante periodos de mantenimiento o fallo serán quemado.

Para la evaluación económica del escenario del proyecto de uso directo se considero:

- Los proyectos de uso directo producirán un total de 188,854 MMBtu/año, que será vendido a los usuarios a \$5.00/MMBtu. La base de esta suposición es limitada. No hubo información disponible sobre el precio de compra de biogás por parte las planta interesadas en el biogás.
- Las reducciones de emisiones de GHG serán vendidas a \$5 o \$6 (USD) por tonne CO₂e.
- Se asumió que el biogás colectado en exceso será quemado.

El Anexo D tiene un resumen detallado sobre las ganancias anticipadas de los proyectos.

7.4 RESUMEN DE EVALUACIONES ECONÓMICAS

Escenario de Planta de energía

La Tabla 7-1 presenta un resumen de la evaluación económica para el escenario de planta de energía, presentado una comparación entre los distintos escenarios de financiamiento y varios precios de venta de reducciones de emisiones utilizando el valor neto presente (NPV) y la tasa de interna de retorno (IRR) del proyecto. Estos valores incluyen ganancias de las reducciones reemisiones de GHG y las del proyecto de uso de biogás (planta de energía). Los resultados no consideran pago de impuestos.

⁷ Fuente: Administrador del Mercado Mayorista (AMM), la agencia federal responsable por la operación de plantas eléctrica en Guatemala (www.amm.org.gt)

**TABLA 7-1: RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA
ESCENARIO DE PLANTA DE ENERGIA**

Periodo del Proyecto	Precio de reducción de emisión (\$/tonne)	Inversión en Patrimonio (%)	Valor Neto Presente (NPV) (x1,000 \$)	Tasa Interna de Retorno (IRR) (%)
2006 - 2020	5	100	\$851	11.5%
2006 - 2020	6	100	\$1,345	13.7%
2006 - 2020	5	25	\$711	15.8%
2006 - 2020	6	25	\$1,205	22.7%

Como se presenta en la Tabla 7-1, la evaluación del proyecto de planta de energía es atractiva bajo todas las opciones evaluadas. El financiamiento del proyecto baja el NPV pero incrementar el IRR.

Escenario de Uso Directo

La Tabla 702 presenta un resumen de los resultados de la evaluación económica para proyecto de uso directo, presentando una comparación entre las distintas opciones de financiamiento y varios precios de venta de reducciones de emisiones utilizando el valor neto presente (NPV) y la tasa de interna de retorno (IRR) del proyecto. Estos valores incluyen ganancias de las reducciones reemisiones de GHG y las del proyecto de uso de biogás (planta de energía). Los resultados no consideran pago de impuestos.

**TABLA 7-2: RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA
ESCENARIO DE USO DIRECTO**

Periodo del Proyecto	Precio de reducción de emisión (\$/tonne)	Inversión en Patrimonio (%)	Valor Neto Presente (NPV) (x1,000 \$)	Tasa Interna de Retorno (IRR) (%)
2006 - 2020	5	100	\$4,645	37.3%
2006 - 2020	6	100	\$5,109	41.4%
2006 - 2020	5	25	\$4,570	91.6%
2006 - 2020	6	25	\$5,034	108.3%

Como se presenta en la Tabla 7-2, la evaluación del proyecto de planta de energía es atractiva bajo todas las opciones evaluadas. El financiamiento del proyecto baja el NPV pero incrementar considerablemente el IRR.

Resumen de los Resultados de la evaluación económica

Las Tablas 7-1 y 7-2 proveen información sobre las ventajas y desventajas de los proyectos de planta de energía y uso directo. Bajo las suposiciones mencionadas anteriormente, se entiende el desarrollo de un proyecto de uso de biogás en el relleno es viable económica si el proyecto consiste de planta de energía o uso directo.

Los resultados sugieren lo siguiente:

- La diferencia en el precio de reducción de emisión tiene un efecto moderado en la evaluación del proyecto de planta de energía pero poco efecto en la evaluación del proyecto de uso directo
- Las ganancias por la venta de electricidad del proyecto de planta de energía y por la venta de reducciones de emisiones son suficiente para que los proyectos será viables.
- Los costos del proyecto de uso directo son moderados mientras que genera ganancias comparables con un proyecto de planta de energía. Por lo tanto, un proyecto de uso directo es el tipo de proyecto más favorable económicamente en esta evaluación. Se debe señalar que el resultado de la evaluación económica del proyecto de uso directo depende en el precio por la compra de biogás, cual puede cambiar según la información que pueda proveer los usuarios.

SECCION 8.0
BENEFICIOS AMBIENTALES

8.1 REDUCCIONES DE EMISIÓN DE GAS INVERNADEROS

SCS calculo las posible reducciones de emisión de GHG asociados con un proyecto de recuperación de biogás en el Trébol (en toneladas métricas (tonnes) de metano/año y tonnes de CO₂ equivalente/año usando un factor equivalencia de metano/CO₂ de 21) para el periodo de la evaluación. La Tabla 8-1 es un resumen de las reducciones proyectadas hasta el 2020.

Los proyecciones in la Tabla 8-1 asumen que todo el biogás recuperado en los proyectos propuestos será quemado y no considerada reducciones de emisiones de gas invernaderos adicionales asociados por el desplazamiento de combustible convencionales por la generación de electricidad o por uso directo.

TABLA 8-1: RESUMEN DE REDUCCIONES PROYECTADAS DE EMISIONES DE GHG

AÑO	REDUCCIONES PROYECTADAS DE GHG (TONNES CO ₂ E/AÑO)
2006	38,121
2007	80,693
2008	85,031
2009	89,297
2010	93,525
2011	97,750
2012	101,992
2013	106,276
2014	110,623
2015	115,040
2016	119,543
2017	124,143
2018	128,853
2019	149,419
2020	126,440
TOTAL =	1,566,746

8.2 BENEFICIOS AMBIENTALES DE LA UTILIZACIÓN DE BIOGÁS

Los beneficios ambientales como resultados el uso del biogás incluyen las reducciones de emisión indirectas por el desplazamiento de combustibles convencionales como las reducciones de emisión de la combustión de biogás en la planta de energía o en planta industrial. Los beneficios ambientales son descritos de varias maneras mas adelante.

De un proyecto con planta de energía de 2.12MW⁸, los beneficios ambientales incluyen la reducción de 3,444 tonnes de metano por la combustión de biogás (beneficio directo) y el desplazamiento de 10,026 tonne de emisión de CO₂ de combustibles convencionales (beneficio indirecto) anualmente. Esto beneficios son igual que:

- Eliminar emisiones igual a 16,470 vehículos
- Sembrando 22,205 acres de bosques
- Desplazando el uso de 370 vagones de carbón
- Previniendo el uso de 175,200 barriles de aceite (petróleo)
- Proveyendo energía para 1,400 casas al año

De un proyecto de uso directo utilizando 188,850 MMBtu de biogás al año, los beneficios ambientales incluyen la reducción de 3,946 tonnes de metano por la combustión de biogás (beneficio directo) y el desplazamiento de 9,759 tonne de emisión de CO₂ de combustibles convencionales (beneficio indirecto) anualmente. Esto beneficios son igual que:

- Eliminar emisiones igual a 18,530vehiculos
- Sembrando 25,000 acres de bosques
- Desplazando el uso de 415 vagones de carbón
- Previniendo el uso de 197,000 barriles de aceite (petroleo)
- Proveyendo energía para 5,740 casas al año

⁸ Asume 10,800 Btu/kWh, una carga parasita de 7% y periodo de mantenimiento de 10%.

SECCION 9.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Relleno Sanitario El trébol es un relleno sanitario grande con más de 10 años de vida operacional. Por lo tanto, la recuperación proyectada de biogás y las reducciones de emisiones (al igual que las posibles ganancias por la venta de energía y las reducciones de emisiones) son significantes.

Basado en los resultados del análisis económico, el desarrollador de un proyecto de uso de biogás en el relleno es económicamente viable bajo ambos escenarios:

- Un proyecto de uso directo con ventas de aproximadamente 189,000 MMBtu por año o
- Un proyecto LFGTE de 2.12 MW

Bajo los escenarios evaluados, ambos valores de NPV e IRR fueron los más altos asumiendo un precio de venta de biogás de \$5 por MMBtu. El proyecto de planta de energía también tuvo valores positivos de NPV y IRR pero es menos atractivo económicamente que el proyecto de uso directo dado al costo substancialmente de construcción para el proyecto de planta de energía (alrededor de \$5 millones incluyendo el sistema de colección y quema vs. 2.7 millones). Las ganancias de ambos proyectos resultaron ser iguales.

Nótese que el análisis económico esencialmente indica el flujo de dinero hacia el desarrollador (asumido como una parte tercera). Las ganancias del dueño del relleno sanitario son representadas por la venta de biogás al \$0.35 por MMBtu. Ajustes a este precio tiene un impacto significativo en el flujo de dinero al desarrollador. En esta fase de pre-viabilidad, parámetros no puede ser refinado más.

Los resultados del estudio son basados en factores limitados de contingencia incluidos en los estimados de capital y O&M. Es nuestro entender que hasta el presente, no existen proyectos LFGTE en Guatemala. Por lo tanto, no hay base de comparación para verificar las suposiciones de ganancias y costos. Es posible que mayor refinamiento a las suposiciones en este informe pueda cambiar los resultados de este análisis de pre-viabilidad.

ANEXO A

RESUMEN DE RESULTADOS DE PRUEBA DE EXTRACCION

POZOS DE EXTRACCION

	Metano	Dioxido de Carbon	Oxigeno	Gas Balance	Presion	Flujo de Biogas
Fecha	(%)	(%)	(%)	(%)	(in. w.c.)	(cfm)
Pozo W-1						
26-Jul-05	56.4	42.3	0.1	1.2	0.0	0.0
29-Jul-05	53.8	42.2	0.7	3.3	-4.3	24.0
29-Jul-05	54.5	42.9	0.6	2.0	-3.2	19.0
30-Jul-05	54.5	41.6	0.6	3.3	-4.7	26.0
30-Jul-05	55.0	41.6	0.3	3.1	-5.7	32.0
30-Jul-05	54.1	42.3	0.3	6.0	-6.5	38.0
30-Jul-05	53.6	41.6	0.7	4.1	-9.2	43.0
1-Aug-05	54.6	42.0	0.5	2.9	-9.8	38.0
1-Aug-05	53.8	41.9	0.7	3.6	-11.0	48.0
1-Aug-05	52.9	41.2	0.7	5.2	-15.4	52.0
2-Aug-05	54.3	41.7	0.6	3.4	-12.0	43.0
2-Aug-05	53.5	41.0	0.7	4.8	-17.7	55.0
2-Aug-05	52.3	41.8	0.8	5.1	-19.4	60.0
3-Aug-05	50.4	41.1	0.6	7.9	-23.8	68.0
3-Aug-05	49.3	41.7	0.6	8.4	-23.1	60.0
3-Aug-05	48.8	41.9	0.8	2.5	-24.5	55.0
4-Aug-05	47.8	40.6	0.6	11.0	-28.6	56.0
4-Aug-05	46.6	41.2	0.6	11.6	-19.2	50.0
4-Aug-05	46.0	41.4	0.8	11.8	-19.0	49.0
5-Aug-05	47.0	40.5	0.6	11.9	-19.2	48.0
5-Aug-05	46.0	41.3	0.6	12.1	-19.0	46.0
8-Aug-05	47.7	40.0	0.7	11.6	-14.0	47.0
8-Aug-05	48.5	40.6	0.2	10.7	-18.8	46.0
8-Aug-05	47.2	40.6	0.6	11.6	-12.8	46.0
9-Aug-05	47.3	40.3	0.7	11.7	-14.2	49.0
9-Aug-05	47.5	40.2	0.6	11.7	-14.2	48.0
9-Aug-05	47.0	40.4	0.6	12.0	-15.0	45.0
29-Jul-05	54.2	42.6	0.7	2.7	-3.8	21.5
30-Jul-05	54.3	41.8	0.5	4.1	-6.5	34.8
1-Aug-05	53.8	41.7	0.6	3.9	-12.1	46.0
2-Aug-05	53.4	41.5	0.7	4.4	-16.4	52.7
3-Aug-05	49.5	41.6	0.7	6.3	-23.8	61.0
4-Aug-05	46.8	41.1	0.7	11.5	-22.3	51.7
5-Aug-05	46.5	40.9	0.6	12.0	-19.1	47.0
8-Aug-05	47.8	40.4	0.5	11.3	-15.2	46.3
9-Aug-05	47.3	40.3	0.6	11.8	-14.5	47.3

POZOS DE EXTRACCION

	Metano	Dioxido de Carbon	Oxigeno	Gas Balance	Presion	Flujo de Biogas
Fecha	(%)	(%)	(%)	(%)	(in. w.c.)	(cfm)
Pozo W-2						
26-Jul-05	19.3	14.7	13.3	52.7	0.0	0.0
29-Jul-05	3.2	4.3	18.6	73.9	0.0	0.0
29-Jul-05	2.4	3.8	19.1	74.7	0.0	0.0
30-Jul-05	5.7	6.8	17.6	69.9	0.0	0.0
30-Jul-05	3.7	5.2	18.2	72.9	0.0	0.0
30-Jul-05	2.9	9.2	17.2	70.7	0.0	0.0
30-Jul-05	3.3	5.9	17.1	73.7	0.0	0.0
1-Aug-05	32.1	29.8	5.3	32.8	0.0	0.0
1-Aug-01	35.8	34.8	3.9	25.5	0.0	0.0
1-Aug-05	22.5	28.5	5.6	43.4	0.0	0.0
2-Aug-05	23.3	28.4	5.4	42.9	0.0	0.0
2-Aug-05	23.1	30.3	4.7	41.9	0.0	0.0
2-Aug-05	32.4	31.8	3.9	34.9	-4.2	0.0
3-Aug-05	42.4	34.4	2.4	20.8	-28.1	0.0
3-Aug-05	44.0	36.0	2.0	18.0	-28.0	0.0
3-Aug-05	44.7	35.8	2.1	17.4	-28.4	0.0
4-Aug-05	47.5	34.3	2.0	16.2	-29.4	0.0
4-Aug-05	41.0	31.9	2.8	24.3	-30.8	0.0
4-Aug-05	37.0	29.5	3.9	29.6	-30.8	0.0
5-Aug-05	40.7	31.7	2.4	25.5	-31.8	0.0
5-Aug-05	33.0	28.5	3.6	34.9	-32.7	0.0
8-Aug-05	33.5	27.6	3.9	35.0	-32.6	0.0
8-Aug-05	33.8	34.1	3.0	29.1	-30.8	0.0
8-Aug-05	33.6	30.9	3.3	32.2	-31.0	0.0
9-Aug-05	37.7	30.0	3.6	28.7	-32.4	0.0
9-Aug-05	38.8	29.9	3.4	27.9	-33.2	0.0
9-Aug-05	34.4	28.9	3.7	33.0	-33.2	0.0

POZOS DE EXTRACCION

	Metano	Dioxido de Carbon	Oxigeno	Gas Balance	Presion	Flujo de Biogas
Fecha	(%)	(%)	(%)	(%)	(in. w.c.)	(cfm)
Pozo W-3						
26-Jul-05	52.6	45.2	0.2	2.0	0.0	0.0
29-Jul-05	56.3	40.5	0.2	3.0	-7.1	0.0
29-Jul-05	56.0	39.5	0.5	4.0	-8.7	5.0
30-Jul-05	57.3	39.3	0.2	3.2	-8.6	0.0
30-Jul-05	57.4	39.4	0.1	3.1	-38.3	0.0
30-Jul-05	56.4	40.7	0.3	2.6	-37.1	0.0
30-Jul-05	55.7	38.8	0.6	4.9	-32.9	0.0
1-Aug-05	57.3	39.7	0.2	2.8	-33.4	0.0
1-Aug-05	56.8	39.0	0.6	3.6	-31.0	2.0
1-Aug-05	56.6	38.6	0.6	4.2	-25.4	0.0
2-Aug-05	58.3	39.0	0.2	2.5	-17.4	0.0
2-Aug-05	57.5	37..7	0.6	4.2	-25.2	0.0
2-Aug-05	56.8	38.0	0.7	4.5	-24.3	0.0
3-Aug-05	57.6	38.0	0.3	4.1	-28.6	0.0
3-Aug-05	57.3	37.7	0.7	4.3	-28.9	0.0
4-Aug-05	60.3	36.9	0.1	2.7	-29.0	0.0
4-Aug-05	59.2	37.1	0.2	3.5	-30.1	5.0
4-Aug-05	59.1	36.7	0.6	3.6	-30.6	0.0
5-Aug-05	60.9	26.4	0.2	22.5	-30.5	0.0
5-Aug-05	59.2	35.9	0.6	4.3	-35.1	0.0
8-Aug-05	60.0	34.7	0.6	4.7	-33.6	0.0
8-Aug-05	60.2	35.7	0.1	4.0	-30.6	0.0
8-Aug-05	59.1	34.7	0.5	5.7	-30.6	0.0
9-Aug-05	59.3	34.1	0.6	6.0	-31.6	0.0
9-Aug-05	59.5	34.6	0.5	5.4	-32.4	0.0
9-Aug-05	58.7	34.5	0.5	6.3	-31.8	0.0

DATOS DE MONITOREO DE PRUEBA DE EXTRACCION DE SONDAS DEL POZOS W-1

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in w.c.)
Sonda 1-A (a 5 metros de W-1)					
26-Jul-05	55.9	42.5	0.1	1.5	0.0
29-Jul-05	56.6	42.4	0.2	0.8	0.0
29-Jul-05	56.6	42.3	0.3	0.8	0.0
29-Jul-05	53.5	39.3	0.6	6.6	0.0
29-Jul-05	55.9	42.5	0.2	1.4	0.0
30-Jul-05	56.1	41.4	0.2	2.3	0.0
30-Jul-05	56.4	42.0	0.2	1.4	0.0
30-Jul-05	55.5	41.8	0.6	2.1	0.0
30-Jul-05	55.4	41.4	0.6	2.6	0.0
1-Aug-05	55.7	41.8	0.6	1.9	0.0
1-Aug-05	55.4	41.9	0.5	2.2	0.0
1-Aug-05	54.8	42.5	0.8	1.9	0.0
2-Aug-05	56.2	42.5	0.6	0.7	0.0
2-Aug-05	56.3	41.3	0.5	1.9	0.0
2-Aug-05	55.2	42.1	0.6	2.1	0.0
3-Aug-05	54.5	41.7	0.2	3.6	0.0
3-Aug-05	54.4	42.0	0.2	3.4	0.0
3-Aug-05	54.6	42.2	0.7	2.5	0.0
4-Aug-05	56.2	42.3	0.1	1.4	0.0
4-Aug-02	55.1	43.0	0.6	1.3	0.0
4-Aug-05	55.1	43.1	0.6	1.2	0.0
5-Aug-05	55.6	41.8	0.2	2.4	0.0
5-Aug-05	55.6	42.8	0.1	1.5	0.0
5-Aug-05	54.8	42.6	0.6	2.0	0.0
8-Aug-05	56.0	41.9	0.2	1.9	0.0
8-Aug-05	56.4	43.2	0.2	0.2	0.0
8-Aug-05	55.0	41.9	0.6	2.5	0.0
9-Aug-05	55.4	42.0	0.6	2.0	0.0
9-Aug-05	55.6	42.7	0.5	1.2	0.0
9-Aug-05	55.4	41.8	0.6	2.2	0.0

DATOS DE MONITOREO DE PRUEBA DE EXTRACCION DE SONDAS DEL POZOS W-1

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in w.c.)
Sonda 1-B (a 15 metros de W-1)					
26-Jul-05	55.0	44.0	0.2	0.8	0.0
29-Jul-05	58.4	41.4	0.2	0.0	0.0
29-Jul-05	58.4	41.2	0.4	0.0	0.0
29-Jul-05	58.0	41.8	0.2	0.0	0.0
29-Jul-05	55.7	41.5	0.2	2.6	0.0
30-Jul-05	57.4	42.4	0.2	0.0	0.0
30-Jul-05	58.2	41.8	0.0	0.0	0.0
30-Jul-05	57.7	42.0	0.3	0.0	0.0
30-Jul-05	56.9	42.6	0.5	0.0	0.0
1-Aug-05	57.4	42.4	0.2	0.0	0.0
1-Aug-05	56.7	42.7	0.6	0.0	0.0
1-Aug-05	56.3	42.9	0.8	0.0	0.0
2-Aug-05	56.6	42.8	0.6	0.0	0.0
2-Aug-05	56.4	43.3	0.3	0.0	0.0
2-Aug-05	56.0	43.4	0.6	0.0	0.0
3-Aug-05	56.0	43.8	0.2	0.0	0.0
3-Aug-05	55.5	44.0	0.2	0.3	0.0
3-Aug-05	55.4	44.0	0.6	0.0	0.0
4-Aug-05	57.2	42.7	0.1	0.0	0.0
4-Aug-05	56.7	43.1	0.2	0.0	0.0
4-Aug-05	56.3	43.1	0.6	0.0	0.0
5-Aug-05	56.2	43.4	0.1	0.3	0.0
5-Aug-05	56.1	43.8	0.1	0.0	0.0
5-Aug-05	55.2	43.7	0.6	0.5	0.0
8-Aug-05	56.1	43.7	0.2	0.0	0.0
8-Aug-05	56.9	42.9	0.2	0.0	0.0
8-Aug-05	55.0	43.8	0.5	0.7	0.0
9-Aug-05	55.7	43.8	0.5	0.0	0.0
9-Aug-05	55.8	44.0	0.2	0.0	0.0
9-Aug-05	55.3	43.5	0.6	0.6	0.0

DATOS DE MONITOREO DE PRUEBA DE EXTRACCION DE SONDAS DEL POZOS W-1

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in w.c.)
Sonda 1-C (a 25 metros de W-1)					
26-Jul-05	56.4	41.6	0.2	1.8	0.0
29-Jul-05	56.5	41.9	0.2	1.4	0.0
29-Jul-05	56.5	41.9	0.2	1.4	0.0
29-Jul-05	55.3	42.3	0.1	2.3	0.0
29-Jul-05	52.9	41.0	0.2	5.9	0.0
30-Jul-05	53.7	41.2	0.2	4.9	0.0
30-Jul-05	45.6	40.3	0.2	13.9	0.0
30-Jul-05	41.0	39.7	0.6	18.7	0.0
30-Jul-05	39.1	38.0	0.7	22.2	0.0
1-Aug-05	45.3	39.2	1.0	14.5	0.0
1-Aug-05	22.9	35.0	1.4	40.7	0.0
1-Aug-05	13.1	30.7	2.2	54.0	0.0
2-Aug-05	47.0	38.2	0.7	14.1	0.0
2-Aug-05	16.6	30.0	2.5	50.9	0.0
2-Aug-05	7.6	27.4	2.9	62.1	0.0
3-Aug-05	0.0	17.5	5.0	77.5	0.0
3-Aug-05	0.0	17.1	5.0	77.9	0.0
3-Aug-05	0.0	15.6	5.7	78.7	0.0
4-Aug-05	0.0	13.8	7.4	78.8	0.0
4-Aug-05	0.0	12.6	7.8	79.6	0.0
4-Aug-05	0.0	12.0	7.5	80.5	0.0
5-Aug-05	0.0	13.2	5.5	81.3	0.0
5-Aug-05	0.0	12.2	6.6	81.2	0.0
5-Aug-05	0.0	12.1	6.6	81.3	0.0
8-Aug-05	0.0	12.2	6.7	81.1	0.0
8-Aug-05	0.0	12.9	6.6	80.5	0.0
8-Aug-05	0.0	12.5	6.2	81.3	0.0
9-Aug-05	0.0	11.0	9.7	79.3	0.0
9-Aug-05	0.0	11.0	9.4	79.6	0.0
9-Aug-05	0.0	10.8	9.4	79.8	0.0

SONDAS ASOCIADOS CON POZO W-2

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in. w.c.)
Sonda 2-A (a 5 metros de W-2)					
26-Jul-05	51.4	45.5	0.1	3.0	0.0
29-Jul-05	49.3	49.2	0.2	1.3	0.0
29-Jul-05	49.3	49.0	0.4	1.3	0.0
29-Jul-05	48.1	48.6	0.1	3.2	0.0
29-Jul-05	47.4	47.3	0.1	5.2	0.0
30-Jul-05	48.4	47.8	0.1	3.7	0.0
30-Jul-05	48.2	48.8	0.0	3.0	0.0
30-Jul-05	48.6	49.2	0.2	2.0	0.0
30-Jul-05	47.2	47.2	0.2	5.4	0.0
1-Aug-05	48.6	48.6	0.1	2.7	0.0
1-Aug-05	48.5	48.8	0.3	2.4	0.0
1-Aug-05	48.1	48.3	0.7	2.9	0.0
2-Aug-05	48.4	48.5	0.2	2.9	0.0
2-Aug-05	48.3	48.0	0.2	3.5	0.0
2-Aug-05	47.8	48.2	0.7	3.3	0.0
3-Aug-05	49.2	48.4	0.2	2.2	0.0
3-Aug-05	49.3	48.7	0.5	1.5	0.0
3-Aug-05	48.5	46.2	2.6	2.7	0.0
4-Aug-05	49.5	47.7	0.1	2.7	0.0
4-Aug-05	48.8	47.6	0.2	3.4	0.0
4-Aug-05	48.7	48.6	0.7	2.0	0.0
5-Aug-05	49.8	46.4	0.1	3.7	0.0
5-Aug-05	50.1	47.7	0.2	2.0	0.0
5-Aug-05	49.3	47.6	0.6	2.5	0.0
8-Aug-05	49.9	46.1	0.2	3.8	0.0
8-Aug-05	50.6	47.8	0.2	1.4	0.0
8-Aug-05	49.5	47.0	0.5	3.0	0.0
9-Aug-05	49.8	46.4	0.2	3.6	0.0
9-Aug-05	49.8	47.6	0.6	2.0	0.0
9-Aug-05	49.8	46.9	0.6	2.7	0.0

SONDAS ASOCIADOS CON POZO W-2

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in. w.c.)
Sonda 2-B (a 15 metros de W-2)					
26-Jul-05	37.6	57.3	0.1	5.0	0.0
29-Jul-05	41.4	55.2	0.2	3.2	0.0
29-Jul-05	41.4	55.2	0.4	3.0	0.0
29-Jul-05	41.3	54.0	0.1	4.6	0.0
29-Jul-05	40.3	52.7	0.1	6.9	0.0
30-Jul-05	42.3	52.4	0.1	5.2	0.0
30-Jul-05	42.2	53.4	0.0	4.4	0.0
30-Jul-05	42.7	53.7	0.2	3.4	0.0
30-Jul-05	41.3	50.2	0.2	8.3	0.0
1-Aug-05	43.1	51.6	0.1	5.2	0.0
1-Aug-05	43.2	52.4	0.3	4.1	0.0
1-Aug-05	42.3	51.8	0.6	5.3	0.0
2-Aug-05	43.5	52.1	0.2	4.2	0.0
2-Aug-05	43.2	51.0	0.2	5.6	0.0
2-Aug-05	43.1	51.3	0.6	5.0	0.0
3-Aug-05	43.7	51.4	0.1	4.8	0.0
3-Aug-05	43.4	51.7	0.2	4.7	0.0
3-Aug-05	43.3	52.1	0.5	4.1	0.0
4-Aug-05	44.2	51.6	0.1	4.1	0.0
4-Aug-05	43.6	51.7	0.2	4.5	0.0
4-Aug-05	43.7	52.2	0.6	3.5	0.0
5-Aug-05	43.6	50.5	0.1	5.8	0.0
5-Aug-05	43.7	51.1	0.2	5.0	0.0
5-Aug-05	43.8	51.1	0.5	4.6	0.0
8-Aug-05	45.3	49.1	0.2	5.4	0.0
8-Aug-05	46.1	50.7	0.1	3.1	0.0
8-Aug-05	45.1	48.9	0.2	5.8	0.0
9-Aug-05	45.4	49.3	0.2	5.1	0.0
9-Aug-05	45.2	49.8	0.2	4.8	0.0
9-Aug-05	44.6	48.9	0.5	6.0	0.0

SONDAS ASOCIADOS CON POZO W-2

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in. w.c.)
Sonda 2-C (a 25 metros de W-2)					
26-Jul-05	41.3	54.6	0.1	4.0	0.0
29-Jul-05	43.4	52.9	0.1	3.6	0.0
29-Jul-05	43.4	52.9	0.1	3.6	0.0
29-Jul-05	43.0	52.9	0.1	4.0	0.0
29-Jul-05	40.1	49.9	0.1	9.9	0.0
30-Jul-05	43.1	50.9	0.1	5.9	0.0
30-Jul-05	43.1	52.2	0.1	4.6	0.0
30-Jul-05	42.6	52.5	0.2	4.7	0.0
30-Jul-05	38.1	48.9	0.2	12.8	0.0
1-Aug-05	44.1	51.8	0.1	4.0	0.0
1-Aug-05	43.7	52.9	0.6	2.8	0.0
1-Aug-05	42.8	52.0	0.6	4.6	0.0
2-Aug-05	44.4	52.0	0.6	3.0	0.0
2-Aug-05	40.8	50.6	0.2	8.4	0.0
2-Aug-05	40.9	51.1	0.6	7.4	0.0
3-Aug-05	44.1	51.4	0.1	4.4	0.0
3-Aug-05	44.3	52.1	0.2	3.4	0.0
3-Aug-05	43.5	51.5	0.5	4.5	0.0
4-Aug-05	44.4	51.3	0.1	4.2	0.0
4-Aug-05	43.5	51.8	0.5	4.2	0.0
4-Aug-05	43.6	50.5	0.6	5.3	0.0
5-Aug-05	44.0	49.8	0.1	6.1	0.0
5-Aug-05	43.5	50.8	0.2	5.5	0.0
5-Aug-05	42.0	52.3	0.2	5.5	0.0
8-Aug-05	43.0	50.8	0.2	6.0	0.0
8-Aug-05	41.8	51.5	0.1	6.6	0.0
8-Aug-05	40.2	50.2	0.2	9.4	0.0
9-Aug-05	42.7	51.0	0.2	6.1	0.0
9-Aug-05	42.8	51.8	0.2	5.2	0.0
9-Aug-05	42.4	51.0	0.3	6.3	0.0

SONDAS ASOCIADOS CON POZO W-3

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in. w.c.)
Sonda 3-A (a 5 metros de W-3)					
26-Jul-05	1.7	3.7	18.7	75.9	0.0
29-Jul-05	9.0	7.6	15.5	67.9	0.0
29-Jul-05	9.0	7.6	15.6	67.8	0.0
29-Jul-05	9.0	7.4	15.4	68.2	0.0
29-Jul-05	7.8	7.1	15.4	69.7	0.0
30-Jul-05	13.2	11.6	13.0	62.2	0.0
30-Jul-05	14.3	13.1	11.7	60.9	0.0
30-Jul-05	14.5	12.9	11.8	60.8	0.0
30-Jul-05	13.7	13.0	11.6	61.7	0.0
1-Aug-05	17.2	17.6	7.7	57.5	0.0
1-Aug-05	16.7	17.6	7.7	58.0	0.0
1-Aug-05	16.2	17.5	7.6	58.7	0.0
2-Aug-05	30.0	27.0	4.2	38.8	0.0
2-Aug-05	27.1	26.3	4.5	42.1	0.0
2-Aug-05	26.5	25.3	4.7	43.5	0.0
3-Aug-05	26.5	26.1	4.2	43.2	0.0
3-Aug-05	26.5	26.1	4.5	42.9	0.0
3-Aug-05	26.2	26.0	4.5	43.3	0.0
4-Aug-05	26.1	27.1	4.3	42.5	0.0
4-Aug-05	25.9	27.4	3.9	42.8	0.0
4-Aug-05	26.2	26.5	4.3	43.0	0.0
5-Aug-05	28.7	27.9	3.4	40.0	0.0
5-Aug-05	31.6	28.5	3.3	36.6	0.0
5-Aug-05	35.1	29.6	2.9	32.4	0.0
8-Aug-05	22.3	26.1	4.4	47.2	0.0
8-Aug-05	27.0	27.8	4.0	41.2	0.0
8-Aug-05	29.5	27.3	4.0	39.2	0.0
9-Aug-05	29.5	33.4	0.3	36.8	0.0
9-Aug-05	27.0	29.0	3.2	40.8	0.0
9-Aug-05	28.8	27.1	4.3	39.8	0.0

SONDAS ASOCIADOS CON POZO W-3

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in. w.c.)
Sonda 3-B (a 15 metros de W-3)					
26-Jul-05	1.7	3.7	18.7	75.9	0.0
29-Jul-05	60.2	37.7	0.2	1.9	0.0
29-Jul-05	60.0	37.7	0.4	1.9	0.0
29-Jul-05	59.7	37.1	0.2	3.0	0.0
29-Jul-05	57.8	34.9	0.2	7.1	0.0
30-Jul-05	60.3	37.1	0.1	2.5	0.0
30-Jul-05	60.0	37.5	0.2	2.3	0.0
30-Jul-05	59.6	37.8	0.6	2.0	0.0
30-Jul-05	58.5	36.1	0.6	4.8	0.0
1-Aug-05	60.2	37.4	0.1	2.3	0.0
1-Aug-05	60.1	37.6	0.6	1.7	0.0
1-Aug-05	58.7	37.2	0.7	3.4	0.0
2-Aug-05	60.0	37.4	0.2	2.4	0.0
2-Aug-05	59.4	37.3	0.5	2.8	0.0
2-Aug-05	58.6	37.3	0.6	3.5	0.0
3-Aug-05	59.6	37.8	0.2	2.4	0.0
3-Aug-06	59.1	37.5	0.6	2.8	0.0
3-Aug-05	58.3	36.9	0.6	4.2	0.0
4-Aug-05	60.3	37.4	0.1	2.2	0.0
4-Aug-05	59.5	37.6	0.2	2.7	0.0
4-Aug-05	59.5	37.4	0.6	2.5	0.0
5-Aug-05	59.6	36.8	0.2	3.4	0.0
5-Aug-05	59.3	37.6	0.2	2.9	0.0
5-Aug-05	59.1	37.3	0.5	3.1	0.0
8-Aug-05	59.5	37.6	0.6	2.3	0.0
8-Aug-05	59.7	38.0	0.6	1.7	0.0
8-Aug-05	58.9	37.6	0.5	3.0	0.0
9-Aug-05	59.5	37.3	0.2	3.0	0.0
9-Aug-05	59.1	37.8	0.5	2.6	0.0
9-Aug-05	58.5	37.4	0.6	3.5	0.0

SONDAS ASOCIADOS CON POZO W-3

Fecha	Metano (%)	Dioxido de Carbon (%)	Oxigeno (%)	Gas Balance (%)	Vacio de la Sonda (in. w.c.)
Sonda 3-C (a 25 metros de W-3)					
26-Jul-05	67.8	24.9	0.1	7.2	0.0
29-Jul-05	68.3	24.8	0.1	6.8	0.0
29-Jul-05	68.0	24.8	0.4	6.8	0.0
29-Jul-05	66.8	24.5	0.2	8.5	0.0
29-Jul-05	65.3	23.3	0.2	11.2	0.0
30-Jul-05	62.6	24.4	0.0	13.0	0.0
30-Jul-05	67.5	24.5	0.1	7.9	0.0
30-Jul-05	66.7	24.6	0.2	8.5	0.0
30-Jul-05	65.8	24.1	0.5	9.6	0.0
1-Aug-05	18.8	11.6	10.7	58.9	0.0
1-Aug-05	33.4	15.9	6.5	44.2	0.0
1-Aug-05	32.0	15.8	6.4	45.8	0.0
2-Aug-05	32.2	15.8	6.2	45.8	0.0
2-Aug-05	33.9	15.3	6.6	44.2	0.0
2-Aug-05	35.6	15.7	6.3	42.4	0.0
3-Aug-05	34.3	14.5	4.6	46.6	0.0
3-Aug-05	34.7	16.4	5.3	43.6	0.0
3-Aug-05	31.8	14.9	6.4	46.9	0.0
4-Aug-05	23.4	10.8	11.4	54.4	0.0
4-Aug-05	29.0	12.8	9.5	48.7	0.0
4-Aug-05	22.5	10.1	11.5	55.9	0.0
5-Aug-05	31.3	15.4	4.6	48.7	0.0
5-Aug-05	33.1	15.0	5.8	46.1	0.0
5-Aug-05	28.0	13.8	7.2	51.0	0.0
8-Aug-05	15.6	7.5	14.0	62.9	0.0
8-Aug-05	29.1	13.0	9.7	48.2	0.0
8-Aug-05	30.2	12.6	9.6	47.6	0.0
9-Aug-05	23.8	11.8	10.3	54.1	0.0
9-Aug-05	25.9	11.5	10.6	52.0	0.0
9-Aug-05	31.1	13.3	9.3	46.3	0.0

ANEXO B
PROYECCIONES DE RECUPERACION DE BIOGAS

TABLA 1
PROYECCION DE RECUPERACION POTENCIAL DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TREBOL, CIUDAD DE GUATEMALA

Año	Indice de Disposicion	Residuos en el Lugar	Indice de Disposicion	Residuos en el Lugar	Recuperacion Potencial de Biogas		
	(Toneladas/año)	(Toneladas)	(Mg/año)	(Mg)	(m ³ /hr)	(cfm)	(mmBtu/hr)
1985	62,200	62,200	56,427	56,427	0	0	0
1986	62,820	125,020	56,990	113,417	142	84	3
1987	52,870	177,890	47,963	161,381	261	153	5
1988	53,400	231,290	48,444	209,825	336	198	6
1989	0	231,290	0	209,825	399	235	7
1990	108,850	340,140	98,748	308,573	330	194	6
1991	124,370	464,510	112,828	421,401	523	308	9
1992	128,280	592,790	116,375	537,776	717	422	13
1993	132,300	725,090	120,022	657,797	888	522	16
1994	136,450	861,540	123,787	781,584	1,038	611	19
1995	140,720	1,002,260	127,660	909,244	1,173	691	21
1996	145,440	1,147,700	131,942	1,041,187	1,296	763	23
1997	0	1,147,700	0	1,041,187	1,411	830	25
1998	0	1,147,700	0	1,041,187	1,174	691	21
1999	160,570	1,308,270	145,668	1,186,855	983	579	18
2000	165,950	1,474,220	150,549	1,337,404	1,195	703	21
2001	171,510	1,645,730	155,593	1,492,996	1,383	814	25
2002	177,250	1,822,980	160,800	1,653,797	1,552	914	28
2003	183,190	2,006,170	166,189	1,819,985	1,706	1,004	30
2004	189,330	2,195,500	171,759	1,991,745	1,849	1,088	33
2005	195,700	2,391,200	177,538	2,169,282	1,983	1,167	35
2006	202,300	2,593,500	183,525	2,352,808	2,111	1,243	38
2007	209,100	2,802,600	189,694	2,542,502	2,234	1,315	40
2008	216,100	3,018,700	196,045	2,738,547	2,355	1,386	42
2009	223,300	3,242,000	202,576	2,941,123	2,473	1,455	44
2010	230,800	3,472,800	209,380	3,150,503	2,590	1,524	46
2011	238,500	3,711,300	216,366	3,366,869	2,707	1,593	48
2012	246,500	3,957,800	223,623	3,590,493	2,824	1,662	50
2013	254,800	4,212,600	231,153	3,821,646	2,943	1,732	53
2014	263,300	4,475,900	238,864	4,060,510	3,063	1,803	55
2015	272,100	4,748,000	246,848	4,307,357	3,186	1,875	57
2016	281,200	5,029,200	255,103	4,562,460	3,310	1,948	59
2017	290,600	5,319,800	263,631	4,826,091	3,438	2,023	61
2018	232,480	5,552,280	210,904	5,036,995	3,568	2,100	64
2019	0	5,552,280	0	5,036,995	3,546	2,087	63
2020	0	5,552,280	0	5,036,995	3,001	1,766	54
2021	0	5,552,280	0	5,036,995	2,557	1,505	46
2022	0	5,552,280	0	5,036,995	2,195	1,292	39
2023	0	5,552,280	0	5,036,995	1,898	1,117	34
2024	0	5,552,280	0	5,036,995	1,655	974	30
2025	0	5,552,280	0	5,036,995	1,454	856	26
2026	0	5,552,280	0	5,036,995	1,288	758	23
2027	0	5,552,280	0	5,036,995	1,150	677	21
2028	0	5,552,280	0	5,036,995	1,034	609	18
2029	0	5,552,280	0	5,036,995	937	552	17
2030	0	5,552,280	0	5,036,995	855	503	15

MODEL INPUT PARAMETERS:

Assumed Methane Content of LFG:	50%			
	Fast Decay	Med. Decay	Slow Decay	Total Site
Decay Rate Constant (k):	0.220	0.044	0.011	
CH4 Recovery Pot. (Lo) (ft3/ton):	3,993	3,993	3,993	2,927
Metric Equivalent Lo (m3/Mg):	124.6	124.6	124.6	91.4

TABLA 2
RECUPERACION ANTICIPADA DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TREBOL, CIUDAD DE GUATEMALA

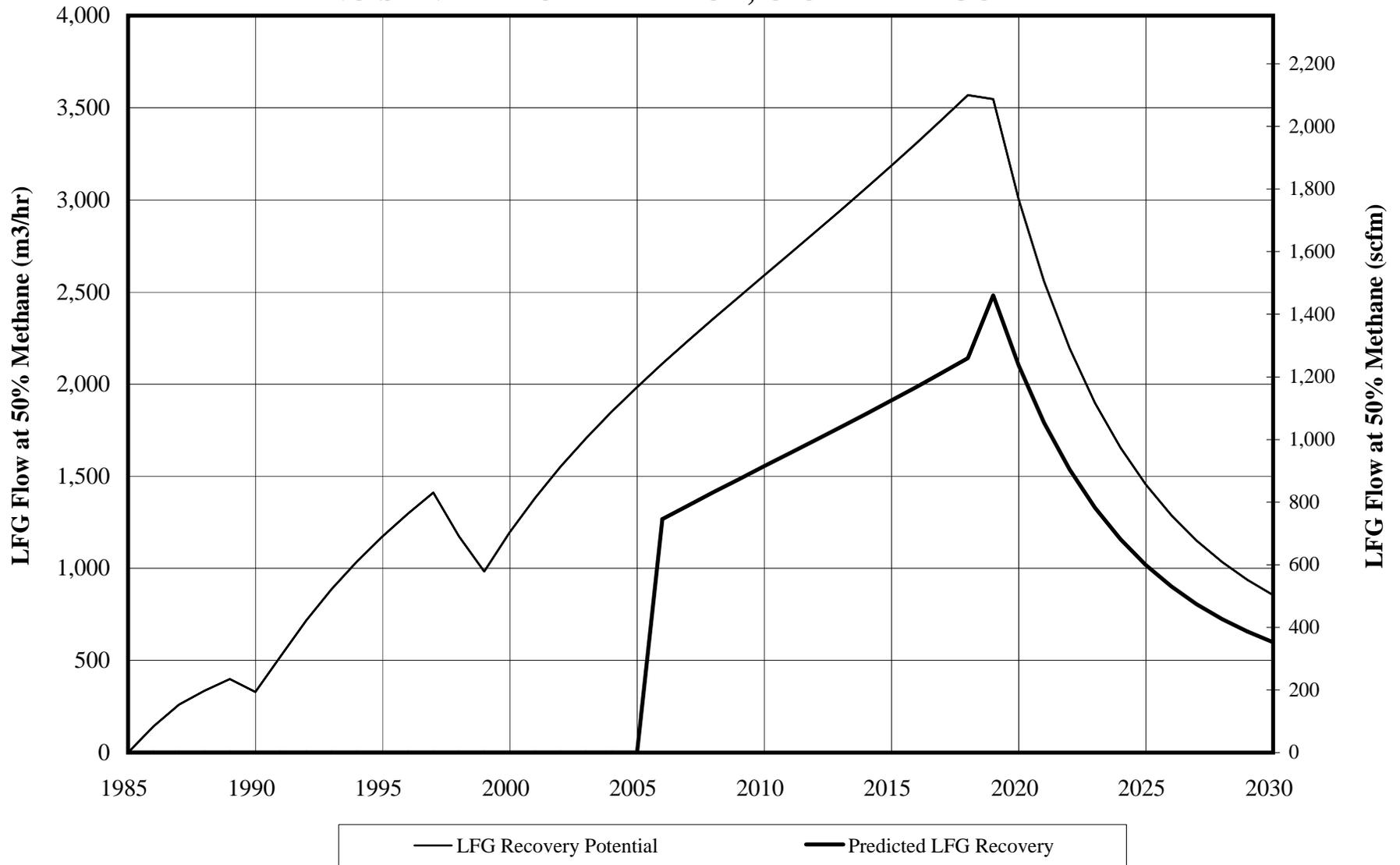
Año	Cobertura del Sistema de Coleccion (%)	Recuperacion Proyectada de Biogas			Capacidad Maxima de Planta de Energia* (MW)	Reduccion Estimada de Emisiones de Metano**	
		(m ³ /hr)	(cfm)	(mmBtu/hr)		(tonnes CH4/año)	(tonnes CO ₂ eq/año)
1985	0%	0	0	0	0.0	0	0
1986	0%	0	0	0	0.0	0	0
1987	0%	0	0	0	0.0	0	0
1988	0%	0	0	0	0.0	0	0
1989	0%	0	0	0	0.0	0	0
1990	0%	0	0	0	0.0	0	0
1991	0%	0	0	0	0.0	0	0
1992	0%	0	0	0	0.0	0	0
1993	0%	0	0	0	0.0	0	0
1994	0%	0	0	0	0.0	0	0
1995	0%	0	0	0	0.0	0	0
1996	0%	0	0	0	0.0	0	0
1997	0%	0	0	0	0.0	0	0
1998	0%	0	0	0	0.0	0	0
1999	0%	0	0	0	0.0	0	0
2000	0%	0	0	0	0.0	0	0
2001	0%	0	0	0	0.0	0	0
2002	0%	0	0	0	0.0	0	0
2003	0%	0	0	0	0.0	0	0
2004	0%	0	0	0	0.0	0	0
2005	0%	0	0	0	0.0	0	0
2006	60%	1,267	746	23	2.1	1,815	38,121
2007	60%	1,341	789	24	2.2	3,843	80,693
2008	60%	1,413	832	25	2.3	4,049	85,031
2009	60%	1,484	873	27	2.5	4,252	89,297
2010	60%	1,554	915	28	2.6	4,454	93,525
2011	60%	1,624	956	29	2.7	4,655	97,750
2012	60%	1,695	997	30	2.8	4,857	101,992
2013	60%	1,766	1,039	32	2.9	5,061	106,276
2014	60%	1,838	1,082	33	3.0	5,268	110,623
2015	60%	1,911	1,125	34	3.2	5,478	115,040
2016	60%	1,986	1,169	35	3.3	5,693	119,543
2017	60%	2,063	1,214	37	3.4	5,912	124,143
2018	60%	2,141	1,260	38	3.5	6,136	128,853
2019	70%	2,482	1,461	44	4.1	7,115	149,419
2020	70%	2,101	1,236	38	3.5	6,021	126,440
2021	70%	1,790	1,054	32	3.0	5,130	107,734
2022	70%	1,536	904	27	2.5	4,403	92,469
2023	70%	1,329	782	24	2.2	3,808	79,977
2024	70%	1,158	682	21	1.9	3,320	69,719
2025	70%	1,018	599	18	1.7	2,917	61,264
2026	70%	902	531	16	1.5	2,584	54,266
2027	70%	805	474	14	1.3	2,307	48,446
2028	70%	724	426	13	1.2	2,075	43,580
2029	70%	656	386	12	1.1	1,880	39,488
2030	70%	599	352	11	1.0	1,715	36,024

NOTES:

* Maximum power plant capacity assumes a conversion factor (heat rate) of 10,800 Btus per kW-hr.

**Predicted methane emission reductions in 2006 are 50% of the amount calculated by predicted LFG recovery because a July 1, 2006 system start-up date is assumed.

FIGURA 1
RECUPERACION PROYECTADA DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TREBOL, CIUDAD DE GUATEMALA



ANEXO C
ESTIMADOS DE COSTOS DE CONSTRUCCION

**TABLA 1. ESTIMACION DE COSTO CAPITAL DEL PROYECTO
RELLENO SANITARIO EL TREBOL, GUATEMALA**

Concepto	Cantidad	Unidad	Costo por Unidad (U.S. \$)	Total del Costo Inicial (U.S. \$)
Movilizacion y Administracion del Proyecto	1	uno	\$100,000	\$100,000
Pozos nuevos de extraccion (40 pozos @ 30 m de profundidad promedio)	1200	m	\$400	\$480,000
Cabeza de Pozos	40	uno	\$700	\$28,000
Equipo de bombeo de lixiviado	20	uno	\$5,000	\$100,000
Tuberia principal (asume 350 mm) - bajo la superficie	3,100	m	\$144	\$446,000
Tuberia (asume 110 mm) - sobre la superficie	1,300	m	\$30	\$39,000
Trampas de condensads	5	uno	\$10,000	\$50,000
Carcamo de condensado con bombeo	2	uno	\$25,000	\$50,000
Estacion de Quemado (con capacidad de 1,500 cfm/2,550 m ³ /hr de biogas)	1	uno	\$160,000	\$160,000
Construccion y preparacion del lugar	1	uno	\$50,000	\$50,000
Arranque del Quemador	1	uno	\$15,000	\$15,000
Pruebas	1	uno	\$25,000	\$25,000
Equipo de mediciones y monitoreo de biogas	1	uno	\$35,000	\$35,000
Ingenieria, Contingencia, Costos de transaccion relacionados al MDL	1	uno	\$183,000	\$183,000
Costo total de construccion =				\$1,761,000

Notas:

1. Costos de pozos de extraccion incluye trabajos de perforacion y construccion de ellos
2. Estacion de quemado incluye quemador, bomba(s) de succion, controles, tuberia, valvulas, cimiento y cercado

**TABLA 2. ESTIMACION DE COSTOS DE CAPITAL DEL PROYECTO: GENERACION DE ELECTRICIDAD
RELLENO SANITARIO EL TREBOL, GUATEMALA**

Alternativa: Uso de metano para la generacion de electricidad

NOTA: Costos son adicionales a los del sistema de coleccion y estacion de quemado

Concepto	Cantidad	Unidad	Costo por Unidad (U.S. \$)	Total del Costo Inicial (U.S. \$)
Movilizacion	1	uno	\$170,000	\$170,000
Construccion de la planta y preparacion del lugar	1	uno	\$100,000	\$100,000
Tuberia principal (asume 350 mm) - bajo la superficie	100	m	\$144	\$14,400
Equipo de medicion y monitoreo del biogas	1	uno	\$35,000	\$35,000
Planta de energia de 2.12 MW (\$1000/kW de capacidad instalada)	2,120	uno	\$1,000	\$2,120,000
Interconexion electrica	1	uno	\$500,000	\$500,000
Derecho de Via (asume que no sera necesario))	0	uno	\$0	\$0
Pruebas	1	uno	\$25,000	\$25,000
Ingenieria y Contingencia	1	uno	\$300,000	\$300,000
Costo total de construccion (sin incluir inflacion) =				\$3,264,400

ANEXO D
EVALUACION ECONOMICA

**TABLA 1. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO LFGTE DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TREBOL - SIN FINANCIAMIENTO Y A \$5/TONELADA POR REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad Bruta de la Planta (MW)	0.00	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	0.00	0.00
Capacidad Neta de la Planta (MW)	0.00	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	0.00	0.00
Factor de Capacidad de la Planta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Indice de Venta de Energia a Otros (\$/kWh)	\$0.060	\$0.062	\$0.064	\$0.066	\$0.068	\$0.070	\$0.072	\$0.074	\$0.076	\$0.078	\$0.081	\$0.083	\$0.086	\$0.088	\$0.091
Venta de Energia a Otros (MWh/año)	0	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544
Ganancias de Energia a Otros	\$0	\$960,625	\$989,444	\$1,019,127	\$1,049,701	\$1,081,192	\$1,113,628	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Indice de Recuperacin de Biogas (m3/hr)	1,267	1,341	1,413	1,484	1,554	1,624	1,695	1,766	1,838	1,911	1,986	2,063	2,141	2,482	2,101
Reduccion de Linea Base (m3/hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Equivalencia de dióxido de carbon (para CH4)	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Reducciones de Emision de Metano (tonnes CO2eq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
Precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CO2eq)	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00
Ganancias de Reducciones de Metano (\$/yr)	\$190,606	\$403,466	\$425,155	\$446,486	\$467,626	\$488,750	\$509,961	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reducciones de Emisiones por el Desplazamiento de Energia (tonnes CO2eq/yr)	0	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026
Ganancias por la Reducciones de Emision de el Desplazamiento de Energia (\$/año)	\$0	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$190,606	\$1,414,221	\$1,464,729	\$1,515,743	\$1,567,457	\$1,620,072	\$1,673,719	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Biogas Recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio al Costo Capital	\$5,025,800	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra del Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual para Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Precio de O&M de Planta de Energia (\$/kWhr)	\$0.018	\$0.019	\$0.019	\$0.020	\$0.020	\$0.021	\$0.021	\$0.022	\$0.023	\$0.023	\$0.024	\$0.025	\$0.026	\$0.026	\$0.027
Costo Anual de O&M de Planta de Energia	\$0	\$288,188	\$296,833	\$305,738	\$314,910	\$324,358	\$334,088	\$344,111	\$354,434	\$365,067	\$376,019	\$387,300	\$398,919	\$410,886	\$423,213
Costo Anual de O&M y Mejoras/Expansiones al Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Inscripcion, Monitoreo y Verificacion Anual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio Anual de Deuda	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL DE COSTOS ANUAL	\$5,178,500	\$611,743	\$634,284	\$657,556	\$681,614	\$706,521	\$732,327	\$722,197	\$748,875	\$776,587	\$805,393	\$835,352	\$866,524	\$739,852	\$730,409
FLUJO NETO DE CAJA	(\$4,987,894)	\$802,478	\$830,445	\$858,187	\$885,843	\$913,551	\$941,391	\$424,839	\$432,573	\$440,304	\$448,005	\$455,648	\$463,206	\$629,769	\$680,301
NPV															\$709,621
TASA INTERNA DE RETORNO															10.9%

	2.12 MW 2006	
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW)	2.12	PRECIO DE VENTA DE REDUCCIONES DE EMISION (\$/tonne CO2eq)
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita)	1.97	\$5.00
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA	90%	PRECIO DE VENTA A OTROS
CONSUMO DE ENERGIA EN EL LUGAR (MWH/año)*	0	\$0.060
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWH/año)	15,544	PRECIO DE COMPRA DE BIOGAS (\$/MMBtu)
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE LA PLANTA POR CIENTO DE PATRIMONIO	\$5,025,800	100%
		INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE
		3.0%
		COSTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA (\$/kW-hr)
		\$0.018
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO	\$5,025,800	ESCALAMIENTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA INSCRIPCION, MONITOREO, VERIFICACION EN EL 2006
INDICE DE INTERES DE DEUDA	8.0%	\$30,000
INDICE DE NPV	8.0%	COSTO DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL 2006
		\$88,000
PERIODO DE FINANCIAMIENTO (año)	10.0	ESCALAMIENTO DE O&M/MEJORAS DEL SISTEMA DE COLECCION
		3.0%

**TABLA 2. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TROBOL - CON FINANCIAMIENTO Y \$5/TONELADA DE REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad Bruta de la Planta (MW)	0.00	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	0.00	0.00
Capacidad Neta de la Planta (MW)	0.00	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	0.00	0.00
Factor de Capacidad de Planta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Indice de Venta de Energia a Otros (\$/kWh)	\$0.060	\$0.062	\$0.064	\$0.066	\$0.068	\$0.070	\$0.072	\$0.074	\$0.076	\$0.078	\$0.081	\$0.083	\$0.086	\$0.088	\$0.091
Ventas de Energia a Otros (MWh/año)	0	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544
Ganancias de Energia a Otros	\$0	\$960,625	\$989,444	\$1,019,127	\$1,049,701	\$1,081,192	\$1,113,628	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Indice de Recuperacion de Biogas (m3/hr)	1.267	1.341	1.413	1.484	1.554	1.624	1.695	1.766	1.838	1.911	1.986	2.063	2.141	2.482	2.101
Reduccion de Linea Base (m3/hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Reduccion de Emision de Metano (tonnes CO2eq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
Precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CO2eq)	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00
Ganancias de Reduccion de Metano (\$/año)	\$190,606	\$403,466	\$425,155	\$446,486	\$467,626	\$488,750	\$509,961	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia (tonnes CO2eq/año)	0	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026
Ganancias de Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia (\$/año)	\$0	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$50,130	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$190,606	\$1,414,221	\$1,464,729	\$1,515,743	\$1,567,457	\$1,620,072	\$1,673,719	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Biogas recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio de Costo Capital	\$1,256,450	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra de Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual por Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Precio de O&M de Planta de Energia (\$/kWhr)	\$0.018	\$0.019	\$0.020	\$0.020	\$0.020	\$0.021	\$0.021	\$0.022	\$0.023	\$0.023	\$0.024	\$0.025	\$0.026	\$0.026	\$0.027
Costo Anual de Planta de Energia	\$0	\$288,188	\$296,833	\$305,738	\$314,910	\$324,358	\$334,088	\$344,111	\$354,434	\$365,067	\$376,019	\$387,300	\$398,919	\$410,886	\$423,213
Costo Anual de O&M y Mejoras/Expansiones de Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Verificacion, Monitoreo y Incripcion Annual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio Anual de Deuda	\$280,872	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744
TOTAL DE COSTOS ANUALES	\$1,690,022	\$1,173,487	\$1,196,028	\$1,219,300	\$1,243,359	\$1,268,265	\$1,294,072	\$1,283,941	\$1,310,619	\$1,338,332	\$1,086,265	\$835,352	\$866,524	\$739,852	\$730,409
FLUJO NETE CAJA	(\$1,499,416)	\$240,734	\$268,701	\$296,443	\$324,098	\$351,807	\$379,647	(\$136,905)	(\$129,172)	(\$121,440)	\$167,133	\$455,648	\$463,206	\$629,769	\$680,301
NPV															\$570,015
TASA INTERNA DE RETORNO															14.0%

2.12 MW
2006

CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW) 2.12
CAPACIDAD NETA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita) 1.97
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA 90%
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA (MWh/año) 15,544
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWh/año) 15,544
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE PLANTA \$5,025,800
POR CIENTO DE PATRIMONIO 25%
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO \$1,256,450

INDICE DE INTERES DE DEUDA 8.0%
INDICE NPV 8.0%

PERIODO DE FINANCIAMIENTO (años) 10.0

INDICE DE VENTA DE REDUCCION DE EMISION (\$/tonne CO2eq) \$5.00
PRECIO DE VENTA A OTROS \$0.060
ESCALAMIENTO DEL PRECIO DE ENERGIA 3.0%
PRECIO DE COMPRA DE BIOGAS (\$/MMBtu) \$0.35
INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE 3.0%
COSTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA (\$/kWh-hr) \$0.018
ESCALAMIENTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA 3.0%
INSCRIPCION, MONITOREO Y VERIFICACION EN EL 2006 \$30,000
COSTOS DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL 2006 \$88,000
ESCALAMIENTO DE O&M/ MEJORAS AL SISTEMA DE COLECCION 3.0%

**TABLA 3. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO LFGTE DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TREBOL - SIN FINANCIAMIENTO Y A \$6/TONELADA POR REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad Bruta de la Planta (MW)	0.00	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	0.00	0.00
Capacidad Neta de la Planta (MW)	0.00	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	0.00	0.00
Factor de Capacidad de la Planta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Indice de Venta de Energia a Otros (\$/kWh)	\$0.060	\$0.062	\$0.064	\$0.066	\$0.068	\$0.070	\$0.072	\$0.074	\$0.076	\$0.078	\$0.081	\$0.083	\$0.086	\$0.088	\$0.091
Venta de Energia a Otros (MWh/año)	0	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544
Ganacias de Energia a Otros	\$0	\$960,625	\$989,444	\$1,019,127	\$1,049,701	\$1,081,192	\$1,113,628	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Indice de Recuperacin de Biogas (m ³ /hr)	1,267	1,341	1,413	1,484	1,554	1,624	1,695	1,766	1,838	1,911	1,986	2,063	2,141	2,482	2,101
Reduccion de Linea Base (m3/hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Reduccion de Emision de Metano (tonnes CO2eq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
Precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CO2eq)	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00
Ganacias de Reduccion de Metano (\$/año)	\$228,727	\$484,159	\$510,186	\$535,784	\$561,151	\$586,501	\$611,953	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reduccion de Emisiones por el Desplazamiento de Energia (tonne CO2eq/yr)	0	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026
Ganacias por la Reduccion de Emision de el Desplazamiento de Energia (\$/año)	\$0	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$228,727	\$1,504,940	\$1,559,786	\$1,615,067	\$1,671,008	\$1,727,848	\$1,785,737	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Biogas Recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio al Costo Capital	\$5,025,800	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra del Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual para Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Precio de O&M de Planta de Energia (\$/kWhr)	\$0.018	\$0.019	\$0.019	\$0.020	\$0.020	\$0.021	\$0.021	\$0.022	\$0.023	\$0.023	\$0.024	\$0.025	\$0.026	\$0.026	\$0.027
Costo Anual de O&M de Planta de Energia	\$0	\$288,188	\$296,833	\$305,738	\$314,910	\$324,358	\$334,088	\$344,111	\$354,434	\$365,067	\$376,019	\$387,300	\$398,919	\$410,886	\$423,213
Costo Anual de O&M y Mejoras/Expansiones al Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Inscripcion, Monitoreo y Verificacion Anual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio Anual de Deuda	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL DE COSTOS ANUAL	\$5,178,500	\$611,743	\$634,284	\$657,556	\$681,614	\$706,521	\$732,327	\$722,197	\$748,875	\$776,587	\$805,393	\$835,352	\$866,524	\$739,852	\$730,409
FLUJO NETO DE CAJA	(\$4,949,773)	\$893,197	\$925,502	\$957,511	\$989,394	\$1,021,327	\$1,053,410	\$424,839	\$432,573	\$440,304	\$448,005	\$455,648	\$463,206	\$629,769	\$680,301
NPV															\$1,174,914
TASA INTERNA DE RETORNO															13.0%

	2.12 MW		
	<u>2006</u>		
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW)	2.12	PRECIO DE VENTA DE REDUCCIONES DE EMISION	\$6.00
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita)	1.97		
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA	90%	PRECIO DE VENTA A OTROS	\$0.060
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA (MWh/año)	15,544	ESCALAMIENTO DEL PRECIO DE ENERGIA	3.0%
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWH/año)	15,544	PRECIO DE COMPRA DE BIOGAS (\$/MMBtu)	\$0.35
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE LA PLANTA	\$5,025,800	INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE	3.0%
POR CIENTO DE PATRIMONIO	100%	COSTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA (\$/kW-hr)	\$0.018
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO	\$5,025,800	ESCALAMIENTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA	3.0%
INDICE DE INTERES DE DEUDA	8.0%	INSCRIPCION, MONITOREO, VERIFICACION EN EL 2006	\$30,000
INDICE DE NPV	8.0%	COSTO DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL 2006	\$88,000
PERIODO DE FINANCIAMIENTO (año)	10.0	ESCALAMIENTO DE O&M/MEJORAS DEL SISTEMA DE COLECCION	3.0%

**TABLA 4. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO DE BIOGAS
RELLENO SANITARIO EL TREBOL - CON FINANCIAMIENTO Y \$6/TONELADA DE REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidad Bruta de la Planta (MW)	0.00	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	0.00	0.00
Capacidad Neta de la Planta (MW)	0.00	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	1.97	0.00	0.00
Factor de Capacidad de Planta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Indice de Venta de Energia a Otros (\$/kWh)	\$0.060	\$0.062	\$0.064	\$0.066	\$0.068	\$0.070	\$0.072	\$0.074	\$0.076	\$0.078	\$0.081	\$0.083	\$0.086	\$0.088	\$0.091
Ventas de Energia a Otros (MWh/año)	0	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544	15,544
Ganancias de Energia a Otros	\$0	\$960,625	\$989,444	\$1,019,127	\$1,049,701	\$1,081,192	\$1,113,628	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Indice de Recuperacion de Biogas (m3/hr)	1,267	1,341	1,413	1,484	1,554	1,624	1,695	1,766	1,838	1,911	1,986	2,063	2,141	2,482	2,101
Reduccion de Linea Base (m3/hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Reduccion de Emision de Metano (tonnes CO2eq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
Precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CO2eq)	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00
Ganancias de Reduccion de Metano (\$/año)	\$228,727	\$484,159	\$510,186	\$535,784	\$561,151	\$586,501	\$611,953	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia (tonne CO2eq/año)	0	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026	10,026
Ganancias de Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia	\$0	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$60,156	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$228,727	\$1,504,940	\$1,559,786	\$1,615,067	\$1,671,008	\$1,727,848	\$1,785,737	\$1,147,037	\$1,181,448	\$1,216,891	\$1,253,398	\$1,291,000	\$1,329,730	\$1,369,622	\$1,410,710
Biogas recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio de Costo Capital	\$1,256,450	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra de Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual por Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Precio de O&M de Planta de Energia (\$/kWhr)	\$0.018	\$0.019	\$0.019	\$0.020	\$0.020	\$0.021	\$0.022	\$0.022	\$0.023	\$0.023	\$0.023	\$0.025	\$0.026	\$0.026	\$0.027
Costo Anual de Planta de Energia	\$0	\$288,188	\$296,833	\$305,738	\$314,910	\$324,358	\$334,088	\$344,111	\$354,434	\$365,067	\$376,019	\$387,300	\$398,919	\$410,886	\$423,213
Costo Anual de O&M y Mejoras/Expansiones de Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Verificacion, Monitoreo y Incripcion Annual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio Anual de Deuda	\$280,872	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$561,744	\$280,872	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL DE COSTOS ANUALES	\$1,690,022	\$1,173,487	\$1,196,028	\$1,219,300	\$1,243,359	\$1,268,265	\$1,294,072	\$1,283,941	\$1,310,619	\$1,338,332	\$1,086,265	\$835,352	\$866,524	\$739,852	\$730,409
FLUJO NETDE CAJA	(\$1,461,295)	\$331,453	\$363,758	\$395,766	\$427,650	\$459,583	\$491,665	(\$136,905)	(\$129,172)	(\$121,440)	\$167,133	\$455,648	\$463,206	\$629,769	\$680,301
NPV															\$1,035,309
TASA INTERNA DE RETORNO															20.2%

	2.12 MW		
	2006		
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW)	2.12		INDICE DE VENTA DE REDUCCION DE EMISION
CAPACIDAD NETA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita)	1.97		\$6.00
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA	90%		
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA (MWh/año)	15,544		PRECIO DE VENTA A OTROS
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWh/año)	15,544		\$0.060
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE PLANTA	\$5,025,800		ESCALAMIENTO DEL PRECIO DE ENERGIA
POR CIENTO DE PATRIMONIO	25%		3.0%
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO	\$1,256,450		PRECIO DE COMPRA DE BIOGAS (\$/MMBtu)
			\$0.35
			INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE
			3.0%
			COSTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA (\$/kW-hr)
			\$0.018
			ESCALAMIENTO DE O&M DE PLANTA DE ENERGIA
			3.0%
			INSCRIPCION, MONITOREO Y VERIFICACION EN EL
			2006
			\$30,000
			COSTOS DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL
			2006
			\$88,000
			ESCALAMIENTO DE O&M/ MEJORAS AL SISTEMA DE
			COLECCION
			3.0%

**TABLA 6. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO DE USO DIRECTO
RELLENO SANITARIO EL TREBOL - CON FINANCIAMIENTO Y \$5/TONELADA DE REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Flujo proyectado (cfm)	0	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789
Factor de capacidad bruta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Flujo actual de Biogas (cfm)	0	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710
Indice de Venta de Biogas a Otros (\$/mmBtu)	\$5.00	\$5.15	\$5.30	\$5.46	\$5.63	\$5.80	\$5.97	\$6.15	\$6.33	\$6.52	\$6.72	\$6.92	\$7.13	\$7.34	\$7.56
Venta de Energia Otros (mmBtu/año)	0	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854
Ganancias de Energia a Otros	\$0	\$972,596	\$1,001,774	\$1,031,827	\$1,062,782	\$1,094,666	\$1,127,506	\$1,161,331	\$1,196,171	\$1,232,056	\$1,269,018	\$1,307,088	\$1,346,301	\$1,386,690	\$1,428,290
Indice de Recuperacion de Biogas (m ³ /hr)	1,267	1,341	1,413	1,484	1,554	1,624	1,695	1,766	1,838	1,911	1,986	2,063	2,141	2,482	2,101
Reduccion de Linea Bases (m ³ /hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Reduccion de Emision de Metano (tonnes CQeq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
Precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CQeq)	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$5.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ganancias de Reduccion de Metano (\$/año)	\$190,606	\$403,466	\$425,155	\$446,486	\$467,626	\$488,750	\$509,961	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia (tonnes CO2eq/año)	0	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759
Ganancias de Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia (\$/año)	\$0	\$48,795	\$48,795	\$48,795	\$48,795	\$48,795	\$48,795	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$190,606	\$1,424,857	\$1,475,724	\$1,527,109	\$1,579,203	\$1,632,211	\$1,686,262	\$1,161,331	\$1,196,171	\$1,232,056	\$1,269,018	\$1,307,088	\$1,346,301	\$1,386,690	\$1,428,290
Biogas recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio al Costo Capital	\$677,750	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra de Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual de Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Costo Anual de O&M y Electricidad de Uso Directo	\$0	\$100,000	\$103,000	\$106,090	\$109,273	\$112,551	\$115,927	\$119,405	\$122,987	\$126,677	\$130,477	\$134,392	\$138,423	\$142,576	\$146,853
Costo de O&M y Mejoras/ Expansiones al Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Inscripcion, Monitoreo y Verificacion Annual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio de Deuda Annual	\$151,507	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$151,507	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL DE COSTOS ANUALES	\$981,957	\$726,569	\$743,465	\$760,922	\$778,991	\$797,729	\$817,181	\$800,506	\$820,442	\$841,211	\$711,358	\$582,444	\$606,029	\$471,542	\$454,050
FLUJO NETO DE CAJA	(\$791,351)	\$698,288	\$732,259	\$766,187	\$800,212	\$834,483	\$869,081	\$360,825	\$375,729	\$390,845	\$557,659	\$724,644	\$740,272	\$915,148	\$974,241
NPV															\$4,569,739
TASA INTERNA DE RETORNO															91.6%

	2006		
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW)	0.00	PRECIO DE VENTA DE REDUCCIONES DE EMISION (\$/tonne CO2eq)	\$5.00
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita)	0.00		
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA	90%	PRECIO DE VENTA DE BIOGAS A OTROS (\$/mmBtu)	\$5.00
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA (MWh/año)	0	ESCALAMIENTO DEL PRECIO DE ENERGIA	3.0%
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWh/año)	0	PRECIO DE COMPRA DE BIOGAS (\$/MMBtu)	\$0.35
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE LA PLANTA	\$2,711,000	INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE	3.0%
		COSTO ANUAL DE O&M Y ELECTRICIDAD DE USO DIRECTO EN EL 2007	\$100,000
POR CIENTO DE PATRIMONIO	25%	ESCALAMIENTO DE O&M Y ELECTRICIDAD DE USO DIRECTO	3.0%
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO	\$677,750	INSCRIPCION, MONITOREO Y VERIFICACION EN EL 2006	\$30,000
INDICE DE INTERES DE DEUDA	8.0%	COSTO DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL 2006	\$88,000
INDICE DE NPV	8.0%		
PERIODO DE FINANCIAMIENTO (año)	10.0	ESCALAMIENTO DE O&M Y MEJORAS/EXPANSIONES DEL SISTEMA DE COLECCION	3.0%

**TABLA 7. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO DE USO DIRECTO
RELLENO SANITARIO EL TREBOL - SIN FINANCIAMIENTO Y \$6/TONELADA DE REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Flujo proyectado (cfm)	0	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789
Factor de capacidad bruta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Flujo actual de Biogas (cfm)	0	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710
Indice de Venta de Biogas a Otros (\$/mmBtu)	\$5.00	\$5.15	\$5.30	\$5.46	\$5.63	\$5.80	\$5.97	\$6.15	\$6.33	\$6.52	\$6.72	\$6.92	\$7.13	\$7.34	\$7.56
Venta de Energia Otros (mmBtu/año)	0	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854
Ganancias de Energia a Otros	\$0	\$972,596	\$1,001,774	\$1,031,827	\$1,062,782	\$1,094,666	\$1,127,506	\$1,161,331	\$1,196,171	\$1,232,056	\$1,269,018	\$1,307,088	\$1,346,301	\$1,386,690	\$1,428,290
Indice de Recuperacion de Biogas (m ³ /hr)	1,267	1,341	1,413	1,484	1,554	1,624	1,695	1,766	1,838	1,911	1,986	2,063	2,141	2,482	2,101
Reduccion de Linea Bases (m ³ /hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Reduccion de Emision de Metano (tonnes CQeq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CQeq)	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ganancias de Reduccion de Metano (\$/año)	\$228,727	\$484,159	\$510,186	\$535,784	\$561,151	\$586,501	\$611,953	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia (tonnes)	0	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759
Ganancias de Reduccion de Emision por Desplazamiento de Energia	\$0	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$228,727	\$1,515,309	\$1,570,514	\$1,626,165	\$1,682,488	\$1,739,720	\$1,798,013	\$1,161,331	\$1,196,171	\$1,232,056	\$1,269,018	\$1,307,088	\$1,346,301	\$1,386,690	\$1,428,290
Biogas recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio al Costo Capital	\$2,711,000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra de Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual de Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Costo Anual de O&M y Electricidad del= Uso Directo	\$0	\$100,000	\$103,000	\$106,090	\$109,273	\$112,551	\$115,927	\$119,405	\$122,987	\$126,677	\$130,477	\$134,392	\$138,423	\$142,576	\$146,853
Costo de O&M y Mejoras/ Expansiones al Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Inscripcion, Monitoreo y Verificacion Annual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio de Deuda Annual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL DE COSTOS ANUALES	\$2,863,700	\$423,555	\$440,451	\$457,908	\$475,977	\$494,714	\$514,166	\$497,491	\$517,428	\$538,197	\$559,851	\$582,444	\$606,029	\$471,542	\$454,050
FLUJO NETO DE CAJA	(\$2,634,973)	\$1,091,754	\$1,130,063	\$1,168,257	\$1,206,511	\$1,245,006	\$1,283,846	\$663,839	\$678,743	\$693,859	\$709,167	\$724,644	\$740,272	\$915,148	\$974,241
NPV															\$5,109,195
TASA INTERNA DE RETORNO															41.4%

	2006	
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW)	0.00	PRECIO DE VENTA DE REDUCCIONES DE EMISION (\$/tonne CO2eq)
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita)	0.00	\$6.00
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA	90%	PRECIO DE VENTA DE BIOGAS A OTROS (\$/mmBtu)
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA (MWh/año)	0	\$5.00
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWh/año)	0	ESCALAMIENTO DEL PRECIO DE ENERGIA
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE LA PLANTA	\$2,711,000	\$0.35
		INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE
POR CIENTO DE PATRIMONIO	100%	3.0%
		COSTO ANUAL DE O&M Y ELECTRICIDAD DE USO DIRECTO EN EL 2007
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO	\$2,711,000	\$100,000
		ESCALAMIENTO DE O&M Y ELECTRICIDAD DE USO DIRECTO
INDICE DE INTERES DE DEUDA	8.0%	3.0%
		INSCRIPCION, MONITOREO Y VERIFICACION EN EL 2006
INDICE DE NPV	8.0%	\$30,000
		COSTO DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL 2006
PERIODO DE FINANCIAMIENTO (año)	10.0	\$88,000
		ESCALAMIENTO DE O&M Y MEJORAS/EXPANSIONES DEL SISTEMA DE COLECCION
		3.0%

**TABLA 8. ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO DE USO DIRECTO
RELLENO SANITARIO EL TREBOL - CON FINANCIAMIENTO Y \$6/TONELADA DE REDUCCION DE EMISION**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Flujo proyectado (cfm)	0	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789	789
Factor de capacidad bruta	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Flujo actual de Biogas (cfm)	0	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710
Indice de Venta de Biogas a Otros (\$/mmBtu)	\$5.00	\$5.15	\$5.30	\$5.46	\$5.63	\$5.80	\$5.97	\$6.15	\$6.33	\$6.52	\$6.72	\$6.92	\$7.13	\$7.34	\$7.56
Venta de Energia Otros (mmBtu/año)	0	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854	188,854
Ganancias de Energia a Otros	\$0	\$972,596	\$1,001,774	\$1,031,827	\$1,062,782	\$1,094,666	\$1,127,506	\$1,161,331	\$1,196,171	\$1,232,056	\$1,269,018	\$1,307,088	\$1,346,301	\$1,386,690	\$1,428,290
Indice de Recuperacion de Biogas (m ³ /hr)	1,267	1,341	1,413	1,484	1,554	1,624	1,695	1,766	1,838	1,911	1,986	2,063	2,141	2,482	2,101
Reduccion de Linea Bases (m ³ /hr)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduccion de Emision de Metano (tonnes/año)	1,815	3,843	4,049	4,252	4,454	4,655	4,857	5,061	5,268	5,478	5,693	5,912	6,136	7,115	6,021
Reducciones de Emision de Metano (tonnes CQeq/año)	38,121	80,693	85,031	89,297	93,525	97,750	101,992	106,276	110,623	115,040	119,543	124,143	128,853	149,419	126,440
Precio de Venta de Reduccion de Emision (\$/tonne CQeq)	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$6.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ganancias de Reducciones de Metano (\$/año)	\$228,727	\$484,159	\$510,186	\$535,784	\$561,151	\$586,501	\$611,953	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reducciones de Emision por Desplazamiento de Energia	0	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759
Ganancias de Reducciones de Emision por Desplazamiento	\$0	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$58,554	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
GRAN TOTAL DE GANANCIAS	\$228,727	\$1,515,309	\$1,570,514	\$1,626,165	\$1,682,488	\$1,739,720	\$1,798,013	\$1,161,331	\$1,196,171	\$1,232,056	\$1,269,018	\$1,307,088	\$1,346,301	\$1,386,690	\$1,428,290
Biogas recuperado (MMBtu/año)	99,143	209,862	221,144	232,239	243,235	254,223	265,255	276,397	287,701	299,189	310,899	322,865	335,112	388,599	328,837
Contribucion de Patrimonio al Costo Capital	\$677,750	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Precio de Compra de Biogas (\$/MMBtu)	\$0.35	\$0.36	\$0.37	\$0.38	\$0.39	\$0.41	\$0.42	\$0.43	\$0.44	\$0.46	\$0.47	\$0.48	\$0.50	\$0.51	\$0.53
Costo Anual de Compra de Biogas (\$)	\$34,700	\$75,655	\$82,114	\$88,821	\$95,817	\$103,150	\$110,855	\$118,977	\$127,558	\$136,631	\$146,238	\$156,422	\$167,226	\$199,735	\$174,088
Costo Anual de O&M y Electricidad de Uso Directo	\$0	\$100,000	\$103,000	\$106,090	\$109,273	\$112,551	\$115,927	\$119,405	\$122,987	\$126,677	\$130,477	\$134,392	\$138,423	\$142,576	\$146,853
Costo de O&M y Mejoras/ Expansiones al Sistema de Coleccion	\$88,000	\$217,000	\$223,510	\$230,215	\$237,122	\$244,235	\$251,562	\$259,109	\$266,883	\$274,889	\$283,136	\$291,630	\$300,379	\$129,231	\$133,108
Inscripcion, Monitoreo y Verificacion Annual	\$30,000	\$30,900	\$31,827	\$32,782	\$33,765	\$34,778	\$35,822	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Servicio de Deuda Annual	\$151,507	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$303,014	\$151,507	\$0	\$0	\$0	\$0
TOTAL DE COSTOS ANUALES	\$981,957	\$726,569	\$743,465	\$760,922	\$778,991	\$797,729	\$817,181	\$800,506	\$820,442	\$841,211	\$711,358	\$582,444	\$606,029	\$471,542	\$454,050
FLUJO NETO DE CAJA	(\$753,230)	\$788,740	\$827,049	\$865,243	\$903,497	\$941,992	\$980,832	\$360,825	\$375,729	\$390,845	\$557,659	\$724,644	\$740,272	\$915,148	\$974,241
NPV															\$5,033,889
TASA INTERNA DE RETORNO															108.3%

	2006		
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW)	0.00	PRECIO DE VENTA DE REDUCCIONES DE EMISION (\$/tonne CO2eq)	\$6.00
CAPACIDAD BRUTA INICIAL DE PLANTA (MW) (7% carga parasita)	0.00	PRECIO DE VENTA DE BIOGAS A OTROS (\$/mmBtu)	\$5.00
FACTOR DE CAPACIDAD DE PLANTA	90%	ESCALAMIENTO DEL PRECIO DE ENERGIA	3.0%
PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA (MWh/año)	0	PRECIO DE COMPRA DE BIOGAS (\$/MMBtu)	\$0.35
VENTA DE ENERGIA A OTROS (MWh/año)	0	INDICE DE ESCALAMIENTO DE COMBUSTIBLE	3.0%
TOTAL DE COSTO CAPITAL INICIAL DE LA PLANTA	\$2,711,000	COSTO ANUAL DE O&M Y ELECTRICIDAD DE USO DIRECTO EN EL 2007	\$100,000
POR CIENTO DE PATRIMONIO	25%	ESCALAMIENTO DE O&M Y ELECTRICIDAD DE USO DIRECTO	3.0%
CONTRIBUCION DE PATRIMONIO	\$677,750	INSCRIPCION, MONITOREO Y VERIFICACION EN EL COSTO DE O&M DEL SISTEMA DE COLECCION EN EL 2006	\$30,000
INDICE DE INTERES DE DEUDA	8.0%		
INDICE DE NPV	8.0%		
PERIODO DE FINANCIAMIENTO (año)	10.0	ESCALAMIENTO DE O&M Y MEJORAS/EXPANSIONES DEL SISTEMA DE COLECCION	3.0%